

TEKNILLINEN KORKEAKOULU
Konetekniikan osasto

Alexi Helander

Tasesähkön hinnoittelumallit tuulivoimalle

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten

Espoossa 14.12.2007

Työn valvoja: Professori Pekka Pirilä

Työn ohjaajat: Diplomi-insinööri Jukka Paatero ja Tekniikan tohtori
Hannele Holttinen

TEKNILLINEN KORKEAKOULU
DIPLOMITYÖN TIIVISTELMÄ

Tekijä:	Aleksi Helander	Sivumäärä: 97
Työn nimi:	Tasesähkön hinnoittelumallit tuulivoimalle	
Päivämäärä:	14.12.2007	
Osasto:	Konetekniikan osasto	
Professuuri:	Ene-59 Energiatalous ja voimalaitostekniikka	
Valvoja:	Professori Pekka Pirilä	
Ohjaajat:	Diplomi-insinööri Jukka Paatero ja tekniikan tohtori Hannele Holttinen	
Avainsanat:	Tasehallinta, tuulivoima, tasesähkön hinnoittelumallit	
<p>Suomeen on tavoitteena integroida huomattava määrä tuulivoimaa joka voi aiheuttaa ongelmia sähköverkon taajuuden ylläpidolle, koska tuulivoiman tuotantoennusteet ovat epätarkkoja ja ne lisäävät sähköverkon epätasapainotilanteita. Epätasapainotilanteet korjataan tasehallinnassa, jossa virheellisistä tuotantoennusteista peritään korkeat tasehallintamaksut. Nämä maksut saattavat heikentää tuulivoiman kannattavuutta. Tämän vuoksi on perusteltua tutkia tasesähkön hinnoittelumalleja ja etsiä hinnoittelumalli, joka olisi kokonaisuuden kannalta oikeudenmukainen kaikille tasehallinnan sidosryhmille.</p> <p>Pohjoismaisten järjestelmävastaavien yhteistyöorganisaatio Nordel on tehnyt kaksi ehdotusta uudeksi tasesähkön hinnoittelumalliksi, mutta ehdotettuja malleja ei ole suunniteltu tuulivoiman tuottajien tarpeisiin, kuten ei nykyistäkään mallia. Työssä esitetään ja tutkitaan hinnoittelumalleja, jotka huomioivat tuulivoiman tarpeita. Tuulivoimalle sopivan tasesähkön hinnoittelumallin tärkeimpänä kriteerinä pidetään mallin tuulivoimalle aiheuttamien kustannusten vastaavuutta tuulivoiman määrän aiheuttamiin kustannuksiin sähköjärjestelmälle.</p> <p>Tutkimuksessa käsitellään myös tuulivoiman tuottajien mahdollisuuksia pienentää tasesähkön käyttöä eri keinoin. Tärkeimmät keinot ovat: tarkempi tuulen nopeuden ennustaminen sekä virheiden korjaaminen käymällä korjauskauppaa ennen sähkön toimitustuntia.</p> <p>Tärkeimpänä lopputuloksena tutkimuksessa esitetään eri tuulivoiman määrien aiheuttamat kustannukset järjestelmävastaavalle sähköverkon tasapainon korjaamisesta. Näitä kustannuksia verrataan eri tasesähkön hinnoittelumallien aiheuttamiin kustannuksiin tuulivoimalle. Vertailun perusteella suositellaan oikeudenmukaisinta hinnoittelumallia tuulivoiman tuottajille.</p>		

HELSINKI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
ABSTRACT OF MASTER'S THESIS

Author:	Aleksi Helander	
Title of the thesis:	Balance management pricing models for wind power producers	
Date:	14 December 2007	Number of pages :97
Department:	Department of Mechanical Engineering	
Professorship:	Ene-59 Energy Economics and Power Plant Engineering	
Supervisor:	Professor Pekka Pirilä	
Instructors:	Jukka Paatero M. Sc. (Tech.) and Hannele Holttinen Dr. Sc. (Tech)	
Keywords:	Balance management, balance management pricing models, wind power	
<p>Finland has goal to integrate significant amount of wind power into power system. That might be problematic for maintenance of electricity network because wind power production predictions are inaccurate. For this reason electricity network imbalances increases. Imbalances are fixed in balance management where costs of electricity are high. The costs may even turn down profitability of wind power. Because of this it is reasonable to investigate balance management pricing models and find pricing model which could be equitable for all stakeholders of balance management.</p> <p>Nordel which is cooperation organisation between Nordic System Operators has made two suggestions of new balance management pricing model, but those models are not planed for wind power nor existing model. This work brings out pricing models which takes into account needs of wind power. The most important criteria for pricing model in this work is correspondence between costs caused by pricing model for wind power producers and costs caused for electricity system because of large scale integration of wind power.</p> <p>In this work there is an investigation how wind power producer can reduce need of regulating power. Most important ways are: making more accurate wind speed predictions and reparating prediction errors by trading before delivery hour.</p> <p>The most important result of the investigation is costs caused by wind power for system operator. Costs are caused because of repairing imbalances of electricity network. These costs are compared to costs for wind power producers caused by different balance management pricing models. On the grounds of comparison there is a recommendation of equitable pricing model for wind power producers.</p>		

Alkusanat

Diplomityöni sai alun Tekes-rahoitteisen tuulivoimaprojektin tarpeesta tutkia tasesähkön hinnoittelun sopivuutta tuulivoiman tuottajille. Minut valittiin joulukuussa 2006 Professori Pekka Pirilän toimesta diplomityöntekijän toimeen konetekniikan osastolle energiatalouden ja voimalaitostekniikan laboratorioon. Diplomityö kesti aina vuoden 2007 loppuun asti.

Työprosessin alkuvaiheessa sain arvokasta tukea Professori Pirilältä, kun hän johdatti minut aiheeseen kiinni. Alussa työn toinen ohjaaja Diplomi-insinööri Jukka Paatero johdatteli minut tutkimuksen tekemiseen. Päästyäni kiinni aiheeseen ja kirjoitettuani jonkin verran tapasin VTT:n projektipäällikön Tekniikan Tohtori Hannele Holttisen. Hän tarjosi tarkkaa asiantuntemusta tuulivoimasta ja hänen kanssaan käytyjen keskustelun avulla monet epäselvät asiat selkeytyivät. Ensitapaamisen jälkeen sovin useita tapaamisia Holttisen kanssa, ja lopulta hänestä tuli diplomityön toinen ohjaaja. Sain myös kattavat kommentit työstä Fingridin edustajilta Diplomi-insinööri Pasi Lehikoiselta ja Diplomi-insinööri Pasi Aholta.

Parhaimmat kiitokset työni ohjaajille Jukka Paaterolle ja Hannele Holttiselle heidän antamastaan kattavasta opastuksesta ja asiantuntijuudesta. Kiitokset myös kaikille muille työhön vaikuttaneille henkilöille. Lopuksi vielä kiitokset vanhemmilleni kannustuksesta luonnontieteiden opiskeluun ja kaikesta tuesta opiskeluaikoinani.

Aleksi Helander, Espoo 14.12.2007

Sisällysluettelo

1. Johdanto	6
2. Tasehallinta ja säätösähkömarkkinat	8
2.1. Tasehallinnan ja säätösähkömarkkinoiden tarkoitus	8
2.2. Tasesähköhinnoittelun tavoitteet	9
2.3. Säätösähkömarkkinoiden, tasehallinnan ja taseselvityksen ajoittuminen	10
2.4. Tasehallinnan ja säätösähkömarkkinoiden hinta sekä volyymi	11
2.5. Tasehallinnan ja säätösähkömarkkinoiden osapuolet	13
2.6. Avointen toimitusten ketju	14
2.7. Tasehallinnan hintapiikit	16
2.8. Tasesähkön ja säätösähkön hinnoittelu	17
2.8.1. Säätösähkön hinnan määräytyminen	17
2.8.2. Tasesähkön hinnan määräytyminen	18
2.8.3. Tasesähkön hinnoittelu yksihintamallilla	19
2.8.4. Tasesähkön hinnoittelu kaksihintamallilla	20
2.8.5. Tasesähkön hinnoitteluesimerkit yksihinta- ja kaksihintamallilla	20
2.9. Nordelin ehdottamat tasesähkön hinnoittelumallit	23
2.9.1. Tasesähkön hinnoittelu Nordelin ehdottamilla malleilla	23
2.9.2. Reservien käyttökustannusten allokointi	26
2.10. Eri hinnoittelumallien aiheuttamia vaikutuksia	27
3. Tuulivoiman tuottajien tasesähkön käyttöön vaikuttavat tekijät	29
3.1. Tuulivoiman tuottajien motivaatio tasesähkön käyttöön	29
3.2. Tuulivoiman tuotannon ennustaminen	32
3.2.1. Tuulen nopeuden vaihtelu	32
3.2.2. Tuotannon lyhytaikainen ennustaminen	34
3.2.3. Useiden tuulipuistojen sähkötaseiden yhdistäminen	40
3.3. Sähkötaseen korjaaminen	50
3.3.1. Elbas – markkinat	50
3.3.2. Sähkötaseen korjaus Elbas-markkinoilla	53
3.4. Muut tasesähkön käyttöön vaikuttavat tekijät	55
3.4.1. Käyttökatkot	55
3.4.2. Tuulisähkön varastointi	56
4. Tasesähkön hinnoittelumallien vertailu	57
4.1. Hinnoittelumallien vertailussa käytetty data	57
4.2. Hinnoittelumallien aiheuttamat kustannukset	63
5. Suuren tuulivoimaosuuden vaikutuksia järjestelmävastaavalle	71
5.1. Suuren tuulivoimaosuuden lyhyen ja pitkän aikavälin vaikutukset	72
5.2. Järjestelmävastaavan reservit	74
5.2.1. Fingridin reservit	74
5.2.2. Fingridin käytössä olevien reservien lisätarve	75
5.3. Säätösähkömarkkinoiden kapasiteetin lisätarve	76
5.4. Nettotasepoikkeaman kasvu ja sen korjauksesta aiheutuneet kustannukset	78
5.4.1. Nettotasepoikkeama viikkokeskiarvoina	79
5.4.2. Lyhyen ajanjakson nettotasepoikkeamat	81
5.4.3. Kustannus säätösähkömarkkinoilla korjatusta nettotasepoikkeamasta	86
5.5. Nettotasepoikkeaman ja hinnoittelumallien aiheuttamien kustannusten vertailu	94

6. Yhteenveto ja johtopäätökset	96
Lähteet.....	98

Symbolien, lyhenteiden ja termien määrittelyt

Symbolit ja matemaattiset merkinnät

α	”alfa” on ennustevirhe
$\hat{\theta}$	ennustettu arvo
θ	toteutunut arvo
ρ	ilman tiheys (1.225 kg/m ³)
$\bar{\sigma}_j^2$	nimellisteholla painotettu keskimääräinen varianssi
σ_p^2	portfolion varianssi
σ	keskihajonta
σ_{jk}	sijoituskohteiden j ja k välinen kovarianssi
$\phi(B)$	on monijäseninen funktio tuulivoimantuotannon teholle $P(t)$
$\varphi(B)$	on ”backshift” operaattori B:n funktio
A	roottorin pyyhkäisypinta-ala
a	ajanjakso, vuosi
b	vakio
c	vakio
C_p	hyötysuhde (≤ 0.593 Betzin raja)
C_{ave}	vuosien 2004 ja 2005 tasesähkön keskimääräinen hinta (5.55 €/MWh)
$C_{kaksihinta}$	kaksihintamallin hinnoittelukaava, joka kertoo kustannuksen
$C_{yksihinta}$	yksihintamallin hinnoittelukaava, joka kertoo kustannuksen
$C_{yksihinta 50}$	yksihintamalli 50 hinnoittelukaava
C_{kk}	tasehallinnan kuukausimaksu 1000 €/MWh
d	sijoituskohteiden eli tuulivoimaloiden / puistojen etäisyys
Ene	vuoden 2005 tasehallinnassa käsitelty laskennallinen sähkömäärä
e	periodin t-k valkoinen kohina eli ennustevirhe
f_i	havainnon x_i painokerroin

I	tuulivoiman tuottajien saamat tulot
$MC_{ennustus}$	ennustetarkkuuden parantamisesta seurannut marginaalikustannus (€/MWh)
$MC_{korjaus}$	korjauskaupoilla Elbas-markkinoilta hankitun sähkön marginaalikustannus (€/MWh)
$MC_{tasesähkö}$	tasesähkön hinta (€/MWh)
n	havaintojen lukumäärä
$N_{kuukausia}$	kuukausien lkm vuodessa
$N_{tasevast}$	tasevastaavien lukumäärä vuonna 2007 (21 kpl)
nk	on tuulen nopeuden datan viive
p	on aikaisempien havaintojen lkm, jotka otetaan mukaan ennustukseen
$P_{ylös} \text{ \& } P_{alas}$	vuosien 2004 ja 2005 keskimääräiset ylös- ja alassäätohinnat (€ / MWh). Hinnat saadaan kaavasta: $ (\text{tasesähköhint} - \text{SPOT-hinta}) $.
$P_{volyyymi}$	volyymimaksu 0.7 € / MWh
$P(t)$	on tuulivoiman tehon aikasarja
p_i	$\frac{f_i}{n}$
Q	ennustevirhe (MWh)
q	kertoo kuinka monen periodin virhe huomioidaan
t	kaikkien havaintojen keskiarvo
U	tuulen nopeus
u_t	systeemin syötetty arvo
$v(t)$	tuulen nopeuden kerroin tuulipuiston sijaintipaikalla hetkellä t
X_t	ennustettu tuotanto periodille t
X_{t-j}	hetkenä $t-j$ jaksoa aikaisemmin toteutunut tuotanto
x_i	havainnon i arvo
X_k ja X_j	tuulivoimaloiden / puistojen k ja j osuudet nimellistehosta

$x \% / (100-x) \%$ tarkoittaa, että poikkeamasta $x \%$ on poikennut edulliseen suuntaan sähköverkon tajuuden poikkeamaan nähden

y_t systeemin tuotanto

Lyhenteet

WPPT (wind power prediction tool) tuulituotannon ennustetyökalu

ARMA (Auto regressiivinen liukuva keskiarvo) tuulituotannon ennustetyökalu

MAE (mean absolute error). MAE on painotettu keskiarvo absoluuttisista virheistä

RMSE (root mean squared error). RMSE on neliöjuuri virheiden neliön odotusarvosta

ARX Autoregressiivinen malli, jonka syötearvot ovat eksogeenisia

Termit

Intra-day markkinat Vapaasti Suomeksi käännettynä päivänsisäiset markkinat. Suomessa ja Ruotsissa on käytössä Elbas -markkina, joka on intra-day markkina.

Alassäätohinta Alassäätohinnaksi tulee halvimman kyseisellä tunnilla säätösähkömarkkinoilla käytetyn alassäättötarjouksen hinta, kuitenkin enintään Nord Pool Spotin hinta-alue Suomen hinta (Elspot FIN). [10]

Ylössäätohinta Ylössäätohinnaksi tulee kalleimman säätösähkömarkkinoilla kyseisellä tunnilla käytetyn ylössäättötarjouksen hinta, kuitenkin vähintään Nord Pool Spotin hinta-alue Suomen hinta (Elspot FIN). [10]

Ylössäättötarjous Sähköntoimittaja tarjoutuu lisäämään tuotantoa.

Alassäätötarjous	Sähkötoimittaja tarjoutuu vähentämään tuotantoa.
Avoin toimitus	Sähkötoimitus, jossa sähkön myyjä toimittaa asiakkaalleen sähkömäärän, joka tasapainottaa asiakkaan sähkötaseen. Avoin toimitus vastaa määrältään asiakkaan toteutuneen kulutuksen/myynnin ja tuotannon/hankinnan erotusta. Erotuksesta riippuen toimitus voi olla myyntiä tai ostoa. [10]
Tuulivoimaosuus	Tuulivoimaosuus kokonais sähkön kysynnästä eli kulutuksesta.
Tasepoikkeama	Osapuolen sähkön tuotannon/hankinnan ja kulutuksen/myynnin erotus. [10]
Sähkötase	Osapuolen sähkön tuotanto, hankinta, kulutus ja myynti yhteenlaskettuna. [10]
Korjauskauppa	Suomessa korjauskauppaa voi käydä Elbas-markkinoilla aina tuntia ennen sähkön toimitusta. Korjauskauppapaikka on tarkoitettu sähkötaseen korjaamiseen ennen toimitustuntia. Korjauskauppaa voi tehdä muuallakin kuin Elbas-markkinoilla, kuten kahdenvälisillä kaupoilla.
Suhteellinen poikkeama	On sama kuin (toteutunut tuotanto - ennustettu tuotanto) / (ennustettu tuotanto)
Jatkuvuusmalli	Mallissa olettaa tuulentuotannon pysyvän samana sähkön toimitustunnille asti.
Tekninen käytettävyys (%)	on yhtä kuin (tunnit – (seisokkiaika – sähköverkkohäiriöt))/tunnit. [42]
Suhteellinen ennustevirhe	Absoluuttisen ennustevirheen suhde tuulivoiman tuotannossa käytetyn/käytettyjen voimalan/voimaloiden nimellistehoon.

Day-ahead markkinat

Markkinat, joilla käydään kauppaa seuraavan päivän sähköstä. Suomessa nämä markkinat ovat ELSPOT- markkinat.

Tuulivoiman tasesähkön
suhteellisen käytön määrä

on yhtä kuin
(tuulivoiman käyttämä tasesähkön määrä) / (tuotettu
tuulisähkön määrä).

Nordel

Pohjoismaisten järjestelmävastaavien yhteistyöorganisaatio.

Nettotasepoikkeaman
alijäämä

Tarkoittaa, että Suomen sähköverkon taajuus on yli 50 Hz eli sähkön määrää verkossa pitää lisätä, jotta taajuus tasapainottuu.

Nettotasepoikkeaman
ylijäämä

Tarkoittaa, että Suomen sähköverkon taajuus on yli 50 Hz eli sähkön määrää verkossa pitää vähentää, jotta taajuus tasapainottuu.

Primäärisäätö

Taajuutta tukeva säätö, joka tapahtuu automaattisesti taajuuden poiketessa nimellisarvostaan. [10]

Sekundäärisäätö

Manuaalinen ylös- tai alassäätö, joka toteutetaan pohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla. [10]

1. Johdanto

Euroopassa on Kioton sopimuksen myötä herätty haasteeseen saada hiilidioksidipäästöt kuriin. Suomi pyrkii muun Euroopan mukana lisäämään uusiutuvan energian osuutta energiantuotannossa. Suomessa jo paljon hyödynnetyn bioenergian ohella tuulivoima on noussut esille energiakeskustelussa. Tuulivoiman tuottajista Tanska on Pohjoismaiden edelläkävijä, sillä sen tuulisähkön osuus sähköenergian kulutuksesta on jo 20 % luokkaa. Suomessa tuulivoiman keskimääräinen tuotannon vuosikasvu on ollut absoluuttisesti mitattuna pientä. Kuitenkin vuoteen 2010 mennessä Suomen tavoitteena oli alun perin installoida 500 MW tuulivoimaa [1], mutta Kauppa- ja teollisuusministeriön vuonna 2005 julkaistussa raportissa esitetään, että tavoitteen saavuttaminen edellyttäisi voimakasta rakentamisvauhdin kasvamista edellisvuosiin verrattuna [2].

Suuri tuulivoiman määrä lisää sähköverkon taajuuden tasapainotuksen tarvetta tuulen vaikean ennustettavuuden takia. Tasapainotuksesta aiheutuu kustannuksia järjestelmävastaavalle ja nämä kustannukset allokoidaan eteenpäin tuulivoimantuottajille tasesähkökustannuksina¹. Tasesähkökustannuksista muodostuu merkittävä kustannuserä tuulivoiman tuottajille ja siksi onkin aiheellista pohtia nykyisen tasehallinnan tasapuolisuutta sekä esittää ja tutkia eri tasesähkön hinnoittelumalleja kokonaisuuden kannalta parhaimman mahdollisen hinnoittelumallin saavuttamiseksi.

Työn tavoitteena on löytää tasesähkön hinnoittelumalli, jonka tuulivoimalle aiheuttamat kustannukset ovat yhtä suuret kuin tuulivoiman aiheuttamat kustannukset sähköjärjestelmälle. Työn tärkeimpänä tuloksena esitetään tuulivoiman aiheuttama nettotasepoikkeman² kasvu ja siitä aiheutunut arvioitu kustannus sähköverkon taajuuden tasapainon ylläpitäjälle eli järjestelmävastaavalle. Järjestelmävastaavalle aiheutunutta

¹ Tasesähkö on osapuolen tunnin aikana toteutuneen sähkön kulutuksen/myynnin sekä tuotannon/hankinnan välisen erotuksen kattamiseen käytettävä sähköenergia. Fingrid tasapainottaa tasevastaavan sähkön tuotannon/hankinnan ja kulutuksen/myynnin yhtä suureksi tasesähköllä käytävällä keskinäisellä kaupalla [10]

² Valtakunnan sähkön tuotannon / hankinnan ja kulutuksen/myynnin erotus

kustannusta verrataan eri tasesähkön hinnoittelumallien aiheuttamiin kustannuksiin tuulivoiman tuottajille, jonka perusteella määritellään eri hinnoittelumallien sopivuus tuulivoiman tuottajille.

Tuulivoiman järjestelmävastaavalle aiheuttamien kustannusten ja tasesähkön hinnoittelumallien tuulivoiman tuottajille aiheuttamien kustannusten lisäksi työssä käsitellään tuulivoiman tuottajien motiivia vähentää tasesähkön käyttöä. Tuulivoiman tuottajien motivaatio tasesähkön käytön vähentämiseen riippuu pääasiassa tuulen nopeuden ennustamisen ja korjauskauppojen³ kustannuksista. Kun tasesähkön hinta muuttuu epäedullisemmaksi, niin motivaatio sähkötaseen⁴ omatoimiseen korjaamiseen kasvaa. Tasesähkön hinnan ollessa edullinen tuulivoiman tuottajat jättävät tasepoikkeamat herkemmin tasehallinnan korjattavaksi. Työssä ei etsitä tarkkoja tuloksia tasesähkön käytön vähentämismahdollisuuksista, vaan niitä esitellään teorialla havainnollistaen. Muille kuin tuulivoiman tuottajille ja järjestelmävastaaville aiheutuneita muutoksia uusien hinnoittelumallien tai suuren tuulivoimaosuuden seurauksesta ei työssä juurikaan huomioida.

³ Korjauskauppaa voi käydä Suomessa Elbas- markkinoilla. Siellä käydään kauppaa sähköstä aina tuntia ennen toimitusta. Korjauskaupat voivat olla muunkinlaisia, kuten kahdenvälisiä toimijoiden keskinäisiä kauppia

⁴ Osapuolen sähkön tuotanto, hankinta, kulutus ja myynti yhteenlaskettuna [10]

2. Tasehallinta ja säätösähkömarkkinat

Järjestelmävastaava (Suomessa Fingrid) ylläpitää jatkuva-aikaisesti sähköverkon taajuutta tasehallinnassa⁵. Taajuuden ylläpito tarkoittaa joko sähkön lisäämistä verkkoon tai sen vähentämistä verkossa. Järjestelmävastaava käyttää taajuuden ylläpidossa hyväksi pääasiassa sähkön tuottajien säätösähkömarkkinoille antamia säätötarjouksia. Käytetyistä tarjouksista järjestelmävastaava maksaa korvausta sähkön tuottajille. Edellä esitetty sähköverkon taajuuden tasapainon ylläpito esitetään yksityiskohtaisemmin tässä luvussa.

2.1. Tasehallinnan ja säätösähkömarkkinoiden tarkoitus

Sähkön toimitustunnilla tapahtuvan valtakunnallisen tasehallinnan tärkein tehtävä on ylläpitää sähköverkon taajuutta, joka kuvaa sähkön tuotannon ja kulutuksen välistä tasapainoa. Sähköverkon taajuuden pitää pysyä 50.1 Hz ja 49.9 Hz välillä. Tuotannon ylittäessä kulutuksen taajuus nousee ja kulutuksen ylittäessä tuotannon taajuus laskee. Ylisuurta taajuutta korjataan vähentämällä sähkön tuotannon määrää verkossa, jolloin tasehallinnassa on voimassa alassäätötunti. Liian alhaista taajuutta nostetaan lisäämällä sähkön tuotannon määrää verkossa, jolloin tasehallinnassa on ylössäätötunti. Sähköverkon taajuutta säädetään minuuttitasolla, joten joinain tunteina voi esiintyä sekä ylös- että alassäätöä, jolloin tunti on sekä alassäätötunti, että ylössäätötunti. Tasehallinnassa järjestelmävastaavat hyödyntävät sähkön tuottajien säätösähkömarkkinoille antamia säätötarjouksia, jotka on annettu toimitustuntia edeltävänä tuntina. Järjestelmävastaava hyödyntää tarjouksia tarpeen mukaan taajuuden tasapainon ylläpitoa varten. Säätösähkömarkkinat ovat siis olemassa tasehallintaa varten. Tasehallinnan jälkeen tehdään taseselvitys. Sen tarkoituksena on selvittää osapuolien ostot ja myynnit, joiden perusteella tasehallintamaksut määräytyvät. Selvityksen tuloksena saadaan tasevastaavien sähkötase.

⁵ Tässä työssä termillä tasehallinta tarkoitetaan yleisesti valtakunnallista tasehallintaa. Tasehallinta termin voi käsittää myös muun tahon kuin järjestelmävastaavan tekemäksi tasehallinnaksi.

2.2. Tasesähköhinnoittelun tavoitteet

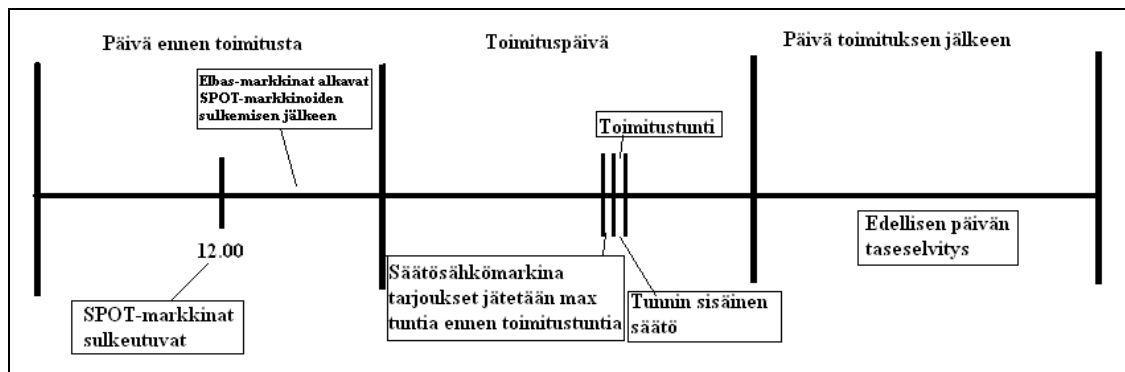
Tasesähkökustannusten pitää perustua aiheutuneisiin kustannuksiin eikä tasesähköä tulisi käyttää varsinaisen sähkönhankinnan korvikkeena [3]. Tässä työssä lähtökohtana on, että tuulivoiman tulee maksaa saman verran maksuja järjestelmävastaavalle kuin se on aiheuttanut kustannuksia järjestelmävastaavalle. Tutkimuksessa käytetyt tasesähkön hinnoitteluperiaatteet on esitetty tarkemmin alla.

1. Tasesähköhinnoittelussa tulee kerätä tasesähkömaksuina saman verran maksuja kuin järjestelmälle on koitunut kustannuksia sähköverkon taajuuden tasapainon ylläpidosta.
2. Tasemaksujen tulee kohdistua tasesähkön eri käyttäjäryhmille (esim. tuulivoiman tuottajat) samassa suhteessa kuin kukin käyttäjäryhmä aiheuttaa kustannuksia järjestelmälle.
3. Kaiken kaikkiaan tasesähkön hinnan pitää olla optimaalinen. Optimista poikkeava hinta aiheuttaa seuraavat vaikutukset.
 - Liian edullinen tasesähköhintaa ei kannusta taloudellisesti taseiden omatoimiseen pienentämiseen eli esimerkiksi tuulivoiman ennustevirheiden pienentämiseen. Silloin ennustevirheet kannattaa jättää mieluummin tasehallinnan hoidettaviksi.
 - Liian epäedullinen tasesähköhintaa kannustaa taseiden omatoimiseen korjaukseen, mutta on kohtuuttoman suuri verrattuna järjestelmälle aiheutuneisiin haittoihin, joka ei ole hyvän tasesähköhinnoittelun periaatteen mukaista.

Optimaalista hintaa on vaikea arvioida, koska tuulivoiman tuottajien motivaatiota ennustetarkkuuksien parantamiseen on vaikea arvioida ja tarkimmillakin ennusteilla syntyy joka tapauksessa ennustevirheitä. Siksi yllä olevan luettelon 3. kohta on vain teoreettinen esitys, jonka huomioon ottaminen tasesähkön hinnoittelumalleja verrattaessa on vaikeaa.

2.3. Säättösähkömarkkinoiden, tasehallinnan ja taseselvityksen ajoittuminen

Kuvassa 1 on esitetty eri markkinoiden ajoittuminen. Säättösähkömarkkinoille jätetään tarjouksia toimitustuntia edeltävällä tunnilla ja niitä aktivoidaan toimitustunnilla. Tasevastaavien lisäksi säättösähkömarkkinoille voivat jättää tarjouksia kaikki toimijat, joilla on säättösähkömarkkinasopimus Fingridin kanssa. Tasehallinnassa järjestelmävastaava tekee sähköverkon taajuussäätöjä verkon taajuuden tasapainon ylläpitämiseksi toimitustunnilla ja seuraavana päivänä se tekee taseselvityksen.



Kuva 1. Sähkömarkkinoiden ajoittuminen

Kuvasta 1 nähdään, että edellisen päivän taseselvitys tehdään seuraavana päivänä. Koko kuukautta koskeva tasehallinnan selvitys tapahtuu puolentoista kuukauden kuluessa toimitustunnista [4].

2.4. Tasehallinnan ja säätösähkömarkkinoiden hinta sekä volyymi

Säätösähkön ja tasesähkön hinnat ovat keskimäärin ELSPOT-hintaa epäedullisempia. Esimerkiksi vuonna 2005 ylössäätöhinta ylitti ELSPOT-hinnan keskimäärin 7.0 € / MWh ja alassäätöhinta alitti ELSPOT-hinnan keskimäärin 6.3 € / MWh [5]. Taulukossa 1 on esitetty vuoden 2004 ja 2005 säätösähkömarkkinadatasta saadut keskiarvot ja keskihajonnat. Tasesähkön hinta saadaan tuntikohtaisesta säätösähkön hinnasta.

Taulukko 1. Säätösähkömarkkinoiden ja tasehallinnan hintakeskiarvoja (erotus SPOT-hinnasta). Säätösähkön hinta on sama kuin tasesähkön. Negatiiviset arvot tarkoittavat SPOT-hinnan alittavaa hintaa. Tunnit, joina säätöä ei ole tarvittu on jätetty huomioimatta keskiarvoa laskettaessa. [5]

	<i>Keskiarvohinta poikkeamille SPOT- hinnasta (€/MWh) sis. volyymimaksun (0.7€/MWh)</i>	<i>Keskihajonta poikkeamille SPOT- hinnasta (€/MWh) sis. volyymimaksun</i>
2005 ylös	7.0	21.4
2005 alas	– 6.3	20.4
2004 ylös	3.6	2.6
2004 alas	– 5.3	4.1

Vuosina 2000 - 2002 tasehallinnan vuotuiset volyymit olivat noin 2 TWh. Taulukoon 2 on koottu säätösähkön ja tasehallinnan tiedot vuosilta 2000 – 2002. Taulukon mukaan tasehallinnassa korjatun sähkön määrä on huomattavasti suurempi kuin säätösähkömarkkinoiden volyymit. Tämä tarkoittaa, että säätösähkömarkkinoilta käytetyt tarjoukset ovat vain murto-osa kaikesta tasehallinnassa selvitetystä sähköstä. Syynä tähän voi olla se, että useat yksittäiset tasepoikkeamat kumoavat toisensa. Taulukon 2 mukaan Suomen osuus koko Pohjoismaiden säätösähkömarkkinoiden volyymista on huomattavan pieni.

Taulukko 2. Tasesähkö- ja säätösähkövolyymit Fingridin ja tasevastaavien välillä [6], [7]

	Tasesähkö (FIN)		Säätösähkö (FIN)		Säätösähkö Pohjoismaissa	Yksikkö
	Osto	Myynti	Ylössäätö	Alassäätö	Sekä alas- että ylössäätö	
2000	566	852	101	121	-	GWh
2001	940	975	116	119	4170	GWh
2002	880	975	175	152	4796	GWh

2.5. Tasehallinnan ja säätösähkömarkkinoiden osapuolet

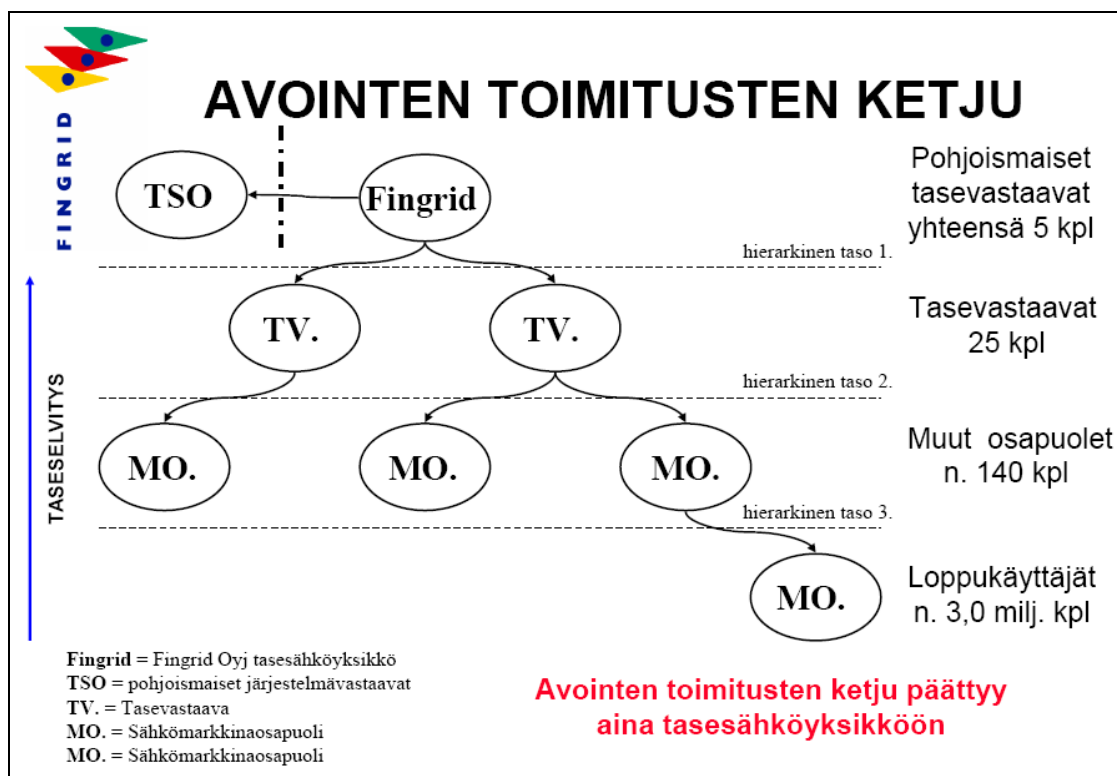
Suomessa säätösähkömarkkinoiden osapuolina ovat järjestelmävastaava Fingrid ja tasevastaavat sekä muut halukkaat sähkön toimittajaosapuolet. Suomessa tasehallinnan osapuolina toimii Fingrid ja tasevastaavat, joita on 21. Alla on lueteltu Suomen tasevastaavat [8].

- EGL Nordic AS
- Nordpool Finland Oy
- Energiameklarit Oy
- MVM Energiatieto Oy
- Fingrid Oyj (myös systeemivastaava)
- Fortum Power and Heat Oy
- Helsingin Energia
- J. Aron & Company
- Kaakon Energia Oy
- Kuopion Energia
- Kainuun Energia Oy
- KymppiVoima Hankinta Oy
- Lahti Energia Oy
- Ostelektra GmbH
- PVO-Pool Oy
- RAO Nordic Oy
- Statkraft energi AS
- Turku Energia Oy
- Tampereen Sähkölaitos
- Vantaan Energia Oy
- Vattenfall Sähköntuotanto Oy

Tasevastaavat voidaan jakaa neljään luokkaan. Ensimmäiseen luokkaan kuuluvat suuret toimijat, joilla on paljon omaa kulutusta ja tuotantoa. Niiden kulutus jakautuu teollisuuden, pienkäyttäjien ja muun kaupankäynnin välille. Toiseen luokkaan kuuluvat kaupunkilaitokset, joilla on omaa tuotantoa, joka on rakennettu aikoinaan lähinnä oman kaupungin kulutusta varten. Kolmanteen kuuluvat yhteenliittymät, joilla on vähän omaa tuotantoa ja ne hankkivat sähköä lähinnä omaa tasetta varten sähkömarkkinoilta. Neljänteen kuuluvat pienet kotimaiset ja ulkomaiset toimijat. Ne myyvät sähköä loppuasiakkaille tai käyvät pelkästään kiinteää kauppaa. Kiinteän kaupan toimijat eivät käytä normaalitilanteissa tasesähköä. [9]

2.6. Avointen toimitusten ketju

Avoin toimitus on sähkön toimitus, jossa myyjä toimittaa asiakkaalleen tämän kaiken sähkön tarpeen [10]. Kuvan 2 avointen toimitusten ketju kuvaa hierarkioita, jotka vastaavat avointen toimitusten sujuvuudesta. Alimmalla hierarkia tasolla ovat sähkön myyjä ja ostaja. Keskimmáisellä tasolla ovat tasevastaavat, joka vastaavat useiden toimijoiden avoimista toimituksista. Korkeimpana hierarkiaketjussa on Fingrid eli järjestelmävastaava, joka vastaa viimeisenä avointen toimitusten sujuvuudesta.



Kuva 2. Avointen toimitusten ketju [11]

Sähkötaseen korjaaminen eri hierarkia tasoilla

Kuvan 2 muut osapuolet myyvät sähköä loppukäyttäjille. Loppukäyttäjien sähkön kulutuksen ja sähkön myyjien oman tuotannon ennusteissa on yleensä jonkin verran virheitä. Tästä johtuen sähkön tuotanto ja kulutus eroavat toisistaan, joka aiheuttaa sähkönmyyjille korjaustarpeen sähkötaseeseen. Jos myyjä havaitsee korjaustarpeen reilua tuntia ennen toimitustuntia, niin sillä on mahdollisuus jättää tarjous Elbas-markkinoille⁶, mutta osa taseesta voi silti jäädä korjaamatta. Sähkön myyjällä tai sitä edustavalla tasevastaavalla on mahdollisuus antaa tarjous säätösähkömarkkinoille toimitustuntia edeltävällä tunnilla korjaamatta jääneestä kulutuksen ja tuotannon erosta. Esimerkiksi 10 MWh ylimääräisestä tuotannosta⁷ voidaan antaa ylössäätötarjous, jolloin se myydään ja toisaalta 10 MWh alijäämäisestä tuotannosta⁸ voidaan antaa alassäätötarjous, jolloin 10 MWh jätetään tuottamatta. Jokin pohjoismainen järjestelmävastaava hyväksyy säätösähkömarkkina tarjouksen jos sen suunta ja hinta ovat kohdallaan. Jos myyjän säätösähkötarjousta ei ole hyväksytty tai sen tuotanto ja kulutus poikkeaa muusta syystä toimitustunnin aikana, niin sen on ostettava tasesähköä tasevastaavan kautta. Tasevastaava kerää kaikkien sen kanssa sopimuksen tehneiden sähkönmyyjien poikkeamat ja yhdistää ne. Tasevastaava voi yrittää korjata omatoimisesti yhdistetyn nettotasepoikkeaman tai jättää nettotasepoikkeaman tasehallinnan käsiteltäväksi. Tasehallinnassa korjatuista nettotasepoikkeamista laskutetaan tasevastaavia, jotka allokoivat kustannukset edelleen osapuolille, jotka ovat valtuuttaneet tasevastaavan korjaaman oman sähkötaseensa.


⁶ Markkinat, jotka ovat tarkoitettu tuotannon ja kulutuksen eron korjaamiseen kahdenvälisillä kaupoilla. Markkinoilla voi käydä kauppaa aina tuntia ennen toimitustuntia.

⁷ Ylimääräinen tuotanto voi tarkoittaa sitä, että tuottaja huomaa sillä olevan käytössä 10 MWh ylimääräistä tuotantoa. Se voi johtua esimerkiksi ennustettua nopeammasta tuulen nopeudesta.

⁸ Alijäämäinen tuotanto voi tarkoittaa sitä, että tuottaja huomaa sillä olevan liian vähän tuotanto tiettylle tunnille. Se voi johtua esimerkiksi ennustettua hitaammasta tuulen nopeudesta.

2.7. Tasehallinnan hintapiikit


Tasesähköhinnat nousevat ajoittain hyvin korkeiksi. Syitä korkeisiin hintoihin voivat olla mm. epäonnistunut sähkön tuotannon ja/tai kulutuksen ennuste tai säätösähkömarkkinoille jätetyt korkeahintaiset säätötarjoukset. Historiassa on esimerkkejä, jolloin säätösähkön hinta on kohonnut korkeaksi. Esimerkiksi 8.12.2005 säätösähkön hinta nousi tunnin ajaksi tasolle 1147 €/MWh, talvella 2007 hinta kohosi pullonkaulatilanteen takia tunnin ajaksi aina yli 2000 €/MWh ja 20.1.2006 oli useita tunteja kestänyt korkeiden hintojen jakso [12]. Tämänäköiset hintapiikit voivat aiheuttaa tuulivoiman tuottajalle tappioita, jos saman tunnin aikana SPOT-markkinoilla myydystä sähköstä ei saada vastapainoisesti riittävän korkeaa hintaa. Kuvassa 3 on esitetty vuoden 2006 korkeahintainen jakso, jossa tasesähkön ja SPOT-hinnan erotus oli korkeimmillaan noin 1700 €/MWh.



Hinnat € / MWh 20.1.2006

Aika	Spot, Sys	Spot, FI	Tasesähkö
6 - 7	38,88	150,07	150,07 ¹⁾
7 - 8	42,04	165,00	210,00 ¹⁾
8 - 9	71,30	135,16	640,00 ²⁾
9 - 10	92,05	95,03	640,00 ²⁾
10 - 11	87,11	91,93	640,00 ²⁾
11 - 12	85,67	150,02	901,21 ²⁾
12 - 13	85,25	142,16	1200,00 ²⁾
13 - 14	66,30	81,33	1500,00 ²⁾
14 - 15	54,36	64,13	1800,00 ²⁾
15 - 16	49,31	58,90	300,01 ²⁾
16 - 17	52,02	163,37	180,01 ¹⁾
17 - 18	61,82	200,03	200,03 ¹⁾
18 - 19	73,68	195,07	195,07 ¹⁾
19 - 20	55,52	81,09	91,08 ²⁾
20 - 21	42,37	50,10	58,93 ²⁾

Ei säätöjä - Spot, FI = tasesähkö
1) Suomessa oma yössäätöhinta
2) Ruotsissa sama yössäätöhinta



Kuva 3. Korkeat tasesähköhinnat vuodelta 2006 [12]

2.8. Tasesähkön ja säätösähkön hinnoittelu

Tässä kappaleessa esitetään säätösähkön ja tasesähkön hinnan muodostuminen. Jotta kappaleessa käytetty käsite tuotannon ja kulutuksen poikkeaman edullisuus ja epäedullisuus olisi lukijalle selkeä, niin se määritellään alla.

Tuotannon/kulutuksen poikkeaman edullisuus ja epäedullisuus määräytyy sen mukaan onko tuotannon ja kulutuksen ero sähköverkon taajuutta tasapainottava vai taajuutta epätasapainottava. Edullinen poikkeama tasapainottaa taajuutta ja epäedullinen poikkeama epätasapainottaa taajuutta.

2.8.1. Säätösähkön hinnan määräytyminen

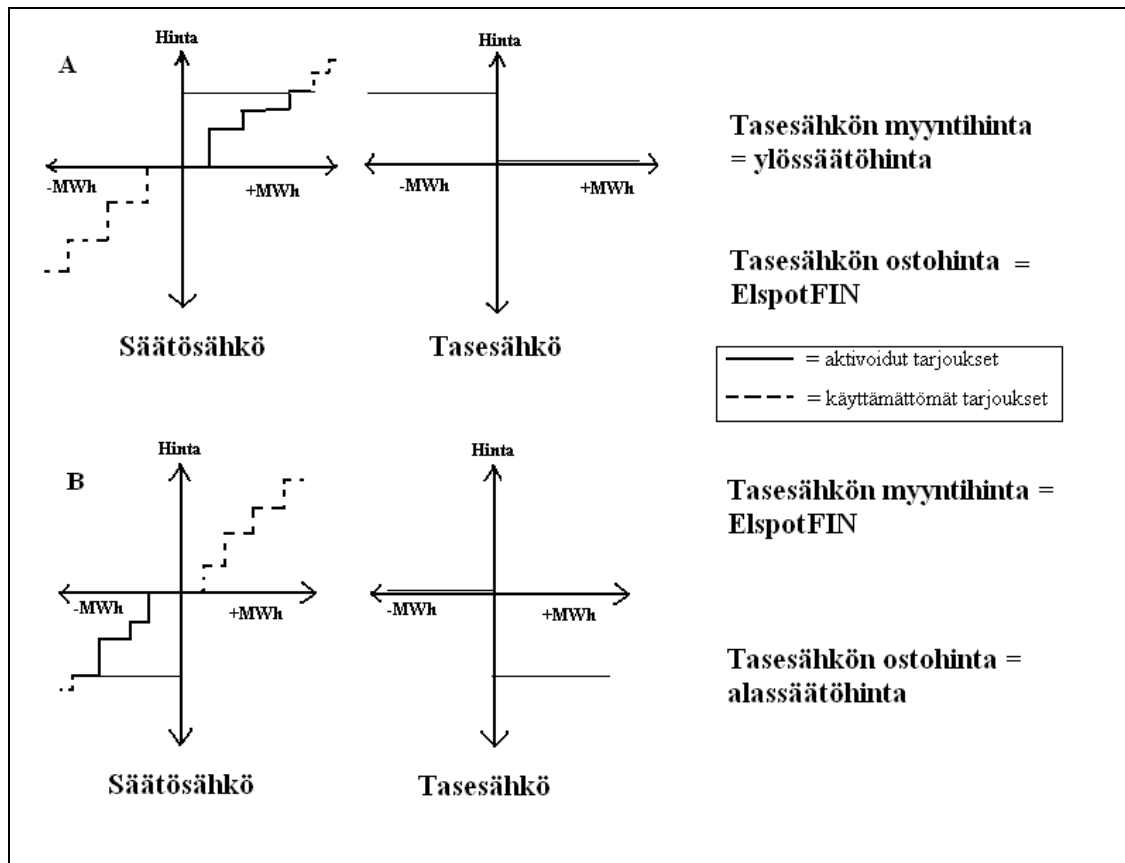
Ne toimijat, joilla on joko ylös- tai alassäätökapasiteettia voivat jättää säätötarjouksen säätösähkömarkkinoille. Säätökapasiteetin tulee olla vähintään 10 MW ja se tulee voida toteuttaa koko käyttötunnin ajan [13]. Lisäksi se täytyy toimittaa 10 min kuluessa tilauksesta. Säätösähkömarkkinat ovat yhteispohjoismaiset, eli niille voi jättää tarjouksia kaikista Pohjoismaista. Jokin järjestelmävastaava hyväksyy säätösähkömarkkina tarjouksen jos sen suunta ja hinta ovat kohdallaan. Suunnalla tarkoitetaan sitä, että järjestelmävastaavat hyväksyvät vain säätösähkömarkkina tarjouksia, jotka ovat sähköverkon taajuutta tasapainottavia. Ylössäätötunnin aikana se voi hyväksyä ylössäätötarjouksen⁹ ja vastaavasti alassäätötunnin aikana alassäätötarjouksen¹⁰. Joskus saattaa syntyä tilanne, jolloin saman tunnin aikana on sekä ylössäätöä että alassäätöä. Järjestelmävastaava käyttää tarjouksia toimitustunnilla aloittaen edullisemmasta ja ottaen mukaan niin monta tarjousta kunnes sen säätötarve täyttyy. Kaikille hyväksytyjen tarjousten antajille maksetaan säätökapasiteetista sama hinta kalleimman tarjouksen hinnan mukaan. Jos tarjous ei ole riittävän edullinen, niin sitä ei hyväksytä.

⁹ Sähköntoimittaja tarjoutuu lisäämään tuotantoa

¹⁰ Sähköntoimittaja tarjoutuu vähentämään tuotantoa

2.8.2. Tasesähkön hinnan määräytyminen

Tasesähkön hinta muodostuu säätösähkömarkkinoilla aktivoitujen säätöjen perusteella. Tasesähkön hinta on sama kuin säätösähkön. Kuvassa 4 on esitetty tasesähköhinnan muodostuminen.



Kuva 4. Ylemmässä kuvassa ylössäätöhinnan muodostuminen ja alemmassa alassäätöhinnan muodostuminen [6]

Kuvan 4 ylössäätöhinta on voimassa silloin kun verkkoon on tarvittu lisää sähköä ja alassäätöhinta silloin kun sähköverkon sähkömäärää on vähennetty. Nykyisessä kaksihintamallissa tuotannon ja kulutuksen poikkeama hinnoitellaan SPOT-hinnalla jos tasevastaavan poikkeama on sähköverkon tasapainon poikkeamaan nähden edulliseen suuntaan. Kuvan 4 ostohinta tarkoittaa sitä hintaa, jolla sähkö ostetaan tasevastaavilta ja myyntihinta sitä hintaa, jolla sähkö myydään tasevastaaville. Kun sähköä myydään ylössäätötunnin aikana tasevastaavalle, niin tasevastaava maksaa SPOT-hintaa korkeampaa ylössäätöhintaa. Kun taas sähköä ostetaan alassäätötunnin aikana tasevastaavalta, niin tasevastaavalle maksetaan SPOT-hintaa alemmaa alassäätöhintaa. Muissa tapauksissa kauppa tapahtuu SPOT-hinnalla.

Kuvan 4 muodostaman hinnan lisäksi tasehallintaan osallistuvien tasevastaavien pitää maksaa kiinteä kuukausimaksu sekä volyymimaksu jokaisesta Fingridille myydystä ja siltä ostetusta tasesähkö megawattitunnista. Vuonna 2007 kuukausimaksun suuruus oli 1000 € / kk ja volyymimaksun suuruus oli 0.7 € / MWh. [14]

2.8.3. Tasesähkön hinnoittelu yksihintamallilla

Yksihintamallissa tasesähkömaksu muodostuu siten, että ylössäätötunnin aikana kaikki tasekaupat tapahtuvat ylössäätö hinnalla ja alassäätötunnin aikana alassäätö hinnalla. Yksihintamalli ei aiheuta oletusarvoisesti vuotuisia kustannuksia tasevastaavalle jos kaikkien vuoden tuntien poikkeamat ovat jakautuneet tasaisesti systeemin poikkeamaan nähden edulliseen ja epäedulliseen suuntaan. Silloin saadut hyvitykset kattavat maksetut tasemaksut kun ei huomioida kuukausimaksua eikä volyymimaksua. Työssä on esitetty yksihintamallin lisäksi yksihintamalli 50, joka hyvittää 50 prosentista edulliseen suuntaan olleesta poikkeamasta.

2.8.4. Tasesähkön hinnoittelu kaksihintamallilla

Tasesähköhinta kulutuksen ja tuotannon poikkeamalle muodostuu kaksihintamallissa seuraavasti. Tasevastaava maksaa korkeaa tasesähköhintaa poikkeamasta, joka on sähköverkon taajuuden poikkeamaan nähden epäedulliseen suuntaan. Edulliseen suuntaan ollut poikkeama hinnoitellaan SPOT-hinnan mukaan. Kaksihintamallissa tasevastaava ei siis saa lisähyvitystä poikkeamasta, joka on sähköverkon taajuuden kannalta edulliseen suuntaan. Vuonna 2007 Suomessa käytössä oleva tasesähkön hinnoittelumalli on kaksihintamalli.

2.8.5. Tasesähkön hinnoitteluesimerkit yksihinta- ja kaksihintamallilla

Seuraavat esimerkit havainnollistavat kappaleessa 2.8.2. esitettyä tasesähköhinnan muodostusta. Esimerkeissä selitetään sanallisesti ja taulukoilla tasesähkön hinnan muodostus yksi- ja kaksihintamalleilla.

Esimerkki 1.

Esimerkissä 1 tasevastaava on syöttänyt verkkoon *10 MWh liian vähän sähköä*. Tämä sähkön määrä käsitellään tasehallinnassa.

Yksihintamalli

Kuvassa 4 A esitetyn ylössäätötunnin aikana tasevastaava ostaa vajaan sähkön SPOT-hintaa korkeammalla ylössäätö hinnalla, joka on 50 €/MWh. Tasevastaava ostaa sähköä 500 euron edestä kuten taulukossa 3 on esitetty. Kuvassa 4 B esitetyn alassäätötunnin aikana tasevastaava ostaa vajaan sähkön SPOT-hintaa alemmalla alassäätö hinnalla, joka on 30 €/MWh. Tällöin tasevastaava ostaa sähköä 300 eurolla, kuten taulukossa 3 on esitetty.

Kaksihintamalli

Kuvassa 4 A esitetyn ylössäätötunnin aikana tasevastaava ostaa vajaan sähkön SPOT-hintaa korkeammalla ylössäätöhinnalla. Sähkön kokonaiskustannukseksi tulee tällöin taulukon 3 mukaan 500 euroa. Kuvassa 4 B esitetyn alassäätötunnin aikana tasevastaava ostaa vajaan sähkön SPOT-hinnalla, jolloin kokonaiskustannus on taulukon 3 mukaan 400 euroa.

Taulukko 3. Esimerkin 1 tasesähkön hinnoittelu. Tasevastaava on syöttänyt 10 MWh liian vähän sähköä verkkoon. 30 €/MWh = alassäätöhinta, 40 €/MWh = SPOT-hinta, 50 €/MWh = ylössäätöhinta.

Esimerkki 1		Tasevastaava Ostaa (-) / Myy (+)
	Ylössäätötunti	
Yksihintamalli	$-10 \cdot 50 = -500\text{€}$	Ostaa-
Kaksihintamalli	$-10 \cdot 50 = -500\text{€}$	Ostaa-
	Alassäätötunti	
Yksihintamalli	$-10 \cdot 30 = -300\text{€}$	Ostaa -
Kaksihintamalli	$-10 \cdot 40 = -400\text{€}$	Ostaa -

Esimerkki 2.

Esimerkissä 2 tasevastaava on syöttänyt verkkoon *10 MWh liian paljon sähköä*. Tämä sähkön määrä käsitellään tasehallinnassa.

Yksihintamalli

Kuvassa 4 A esitetyn ylössäätötunnin aikana tasevastaava myy ylimääräisen sähkön SPOT-hintaa korkeammalla ylössäätöhinnalla. Kokonaistuloksi tulee tällöin taulukon 4 mukaan 500 euroa. Kuvassa 4 B esitetyn alassäätötunnin aikana tasevastaava myy ylimääräisen sähkön SPOT-hintaa alemmalla alassäätöhinnalla, jolloin kokonaistulot ovat taulukon 4 mukaan 300 euroa.

Kaksihintamalli

Kuvassa 4 A esitetyn ylössäätötunnin aikana tasevastaava myy ylimääräisen sähkön SPOT-hinnalla, jolloin se saa taulukon 4 mukaan 400 euroa tuloja. Kuvassa 4 B esitetyn alassäätötunnin aikana tasevastaava myy ylimääräisen sähkön SPOT-hintaa alemmalla alassäätöhinnalla ja saa taulukon 4 mukaan 300 euroa tuloja.

Taulukko 4. Esimerkin 2 tasesähkön hinnoittelu. Tasevastaava on syöttänyt 10 MWh liian paljon sähköä verkkoon. Sähkön hinnat ovat samat kuin esimerkissä 1.

Esimerkki 2		Tasevastaava Ostaa (-) / Myy (+)
	Ylössäätötunti	
Yksihintamalli	$10 \cdot 50 = 500\text{€}$	Myy+
Kaksihintamalli	$10 \cdot 40 = 400\text{€}$	Myy+
	Alassäätötunti	
Yksihintamalli	$10 \cdot 30 = 300\text{€}$	Myy +
Kaksihintamalli	$10 \cdot 30 = 300\text{€}$	Myy +

2.9. Nordelin ehdottamat tasesähkön hinnoittelumallit

Nordel on laatinut kaksi ehdotusta yhteispohjoismaisista tasesähkön hinnoittelumalleista raportissa Balance Management [15]. Esitetyt mallit eivät juurikaan paranna tuulivoiman tuottajien asemaa tasehallinnassa, koska malleissa tuulivoiman tuottajien käyttämä tasesähkö hinnoitellaan kaksihintamallilla, kuten nykyisinkin. Nordel on nimennyt ehdotetut mallit A:ksi ja B:ksi. Mallien A ja B lisäksi Nordel esitti myös häiriöreserveistä aiheutuneiden kustannusten osittaista allokoimista tasehallintaan.

2.9.1. Tasesähkön hinnoittelu Nordelin ehdottamilla malleilla

Nordelin suositteluissa malleissa tasesähkökaupan osallistujilla eli tasevastaavilla on kaksi tasetta. Taseet ovat kulutustase ja tuotantotase ja niiden yksikkö on MWh. Taseet ovat esitetty alla. [15]

Kulutustase (KT) = suunniteltu tuotanto (ST) + toteutunut kauppa (TKa) + toteutunut kulutus (TK) (1)

Tuotantotase (TTa) = toteutunut tuotanto (TT) - suunniteltu tuotanto (ST) (2)

Esimerkit hinnanmuodostuksesta

Taulukossa 5 on esitetty kolme esimerkkiä siitä kuinka kaavoissa (1) ja (2) esitetyt taseet muodostuvat. Taulukon 5 kaikissa tapauksissa tasevastaavien sähkötase poikkeaa tasapainosta eli nolasta. Näissä tilanteissa sähkötase käsitellään ja hinnoitellaan tasehallinnassa.

Taulukko 5. Esimerkeissä käytettyjen kulutus- ja tuotantotaseiden muodostuminen [15]

MWh	ST	TT	TKa	TK	TTa= (TT-ST)	KT= (TK+TKa+ST)
Esim. 1	+100	+90	+100	-190	-10	+10
Esim. 2	+100	+90	+100	- 210	-10	-10
Esim. 3	+100	+110	+100	-190	+10	+10

Taulukossa 5 esitettyjen taseiden hinnoittelu esitetään taulukoissa 6 ja 7. Hinnoittelussa alassäätöhintana on 30 €/MWh, SPOT-hintana 40 €/MWh ja ylössäätöhintana 50 €/MWh. Näitä hintoja käyttämällä lasketaan malleille A ja B kustannukset sekä kulutus- että tuotantotaseen osalta.

Taulukossa 6 esitettävän mallin A ylös- ja alassäätötilanteissa kulutustaseen poikkeama edulliseen suuntaan hinnoitellaan yksihintamallilla. Yksihintamallilla hinnoittelu merkitsee sähkön hinnoittelua tasevastaavan näkökulmasta SPOT-hintaa edullisemmalla hinnalla. Kulutustaseen poikkeama mallissa A epäedulliseen suuntaan hinnoitellaan tasevastaavan näkökulmasta SPOT-hintaa epäedullisemmalla hinnalla. Mallissa A tuotantotaseen poikkeama edulliseen suuntaan hinnoitellaan SPOT-hinnalla ja poikkeama epäedulliseen suuntaan hinnoitellaan SPOT-hintaa epäedullisemmalla hinnalla.

Taulukko 6. Tasesähkön hinnoittelu mallilla A [15]

<u>Kustannus</u> €	Tunti 1 Ei säätöä	Tunti 2 Ylössäätö	Tunti 3 Alassäätö	Tasevastaava ostaa-/myy+
Esim. 1				
Kulutustase	+10·40=400	+10·50=500	+10·30=300	myy
Tuotantotase	-10·40=-400	-10·50=-500	-10·40=-400	ostaa
Kokonaiskust.	0	0	-100	
Esim. 2				
Kulutustase	-10·40=-400	-10·50=-500	-10·30=-300	ostaa
Tuotantotase	-10·40=-400	-10·50=-500	-10·40=-400	ostaa
Kokonaiskust.	-800	-1000	-700	
Esim. 3				
Kulutustase	+10·40=400	+10·50=500	+10·30=300	myy
Tuotantotase	+10·40=400	+10·40=400	+10·30=300	myy
Kokonaistase	800	900	600	

Mallin B hinnoittelu on esitetty taulukossa 7. Mallissa B kulutus- ja tuotantotaseen poikkeama edulliseen suuntaan hinnoitellaan SPOT-hinnalla. Molempien taseiden osalta epäedulliseen suuntaan poikennut tase hinnoitellaan SPOT-hintaa epäedullisemmalla hinnalla.

Taulukko 7. Tasesähkön hinnoittelu mallilla B [15]

<u>Kustannus €</u>	Tunti 1 Ei säätöä	Tunti 2 Ylössäätö	Tunti 3 Alasäättö	Tasevastaava ostaa-/myy+
Esim. 1				
Kulutustase	+10·40=400	+10·40=400	+10·30=300	myy
Tuotantotase	-10·40=-400	-10·50=-500	-10·40=-400	ostaa
Kokonaiskust.	0	-100	-100	
Esim. 2				
Kulutustase	-10·40=-400	-10·50=-500	-10·40=-400	ostaa
Tuotantotase	-10·40=-400	-10·50=-500	-10·40=-400	ostaa
Kokonaiskust.	-800	-1000	-800	
Esim. 3				
Kulutustase	+10·40=400	+10·40=400	+10·30=300	myy
Tuotantotase	+10·40=400	+10·40=400	+10·30=300	myy
Kokonaiskust.	800	800	600	

Yhteenveto tasesähkön hinnoittelusta malleilla A ja B

Molemmissa malleissa tuotantotase hinnoitellaan kaksihintamallilla, joka on tasevastaaville taloudellisesti raskaampi kuin yksihintamalli. Mallissa A kulutustase hinnoitellaan yksihintamallilla, jonka takia se on taloudellisesti kevyempi kulutustaseen osalta kuin malli B, jossa kulutustase hinnoitellaan kaksihintamallilla. Tasesähkö hinnoitellaan tuulivoiman tuottajille malleissa A ja B aina kaksihintamallilla. Taulukossa 8 on esitetty mallien A ja B aiheuttamat menot ja tulot tuotantotaseen ja kulutustaseen osalta.

Taulukko 8. Menojen ja tulojen syntyminen tasevastaaville tuotanto- ja kulutustaseen osalta. P_{tase} tarkoittaa tasesähköstä maksettua tuntikohtaista hintaa, joka on SPOT-hinnasta eroava osa ja Q tarkoittaa taseen poikkeaman määrää (MWh).

	<i>Tuotantotaseen epäedulliseen suuntaan poikkeama</i>	<i>Tuotantotaseen edulliseen suuntaan poikkeama</i>	<i>Kulutustaseen epäedulliseen suuntaan poikkeama</i>	<i>Kulutustaseen edulliseen suuntaan poikkeama</i>
Malli A	meno ($P_{tase} \times Q$)	± 0	meno ($P_{tase} \times Q$)	<u>tulo</u> ($P_{tase} \times Q$)
Malli B	meno ($P_{tase} \times Q$)	± 0	meno ($P_{tase} \times Q$)	± 0

2.9.2. Reservien käyttökustannusten allokointi

Nordel on esittänyt nopeista ja taajuusohjautuista häiriöreserveistä aiheutuneiden kustannusten osittaista allokointia tasehallintaan [15]. Nordel ehdotti, että näiden reservien kustannuksista kohdistettaisiin siirtymäkauden ajaksi (3-5 vuotta) 10 – 33 % tasehallintaan ja loppuosa tariffimaksuihin. Taajuusohjattujen häiriöreservien kustannusten jako on osittain kyseenalainen, koska reservit on periaatteessa varattu häiriötilanteita (esim. voimalaitoksen kaatuminen) varten, jotka eivät liity tavanomaiseen tuotannon ja kulutuksen eron korjaamiseen. Lisäksi Nordel ehdotti taajuusohjautuista normaaleista käyttöreserveistä aiheutuneiden kustannusten allokoinnista kokonaan tasehallintaan. Tämä on hyvin perusteltua, koska näitä reservejä käytetään yleisesti tuotannon ja kulutuksen epätasapainon korjaamiseen. Tuulivoimalle olisi kannattavampaa mitä enemmän kustannuksia allokoitaisiin kiinteisiin tariffimaksuihin, koska silloin niitä jakamassa on koko sähkön kulutus ja tuotanto.

2.10. Eri hinnoittelumallien aiheuttamia vaikutuksia

Nordel on esittänyt raportissa Balace management seuraavia hinnoittelumalleista A ja B johtuvia hyötyvaikutuksia. Mallin A etuna on, että se antaa yhdenmukaiset mahdollisuudet pienille ja suurille toimijoille kulutustaseen osalta. Mallin A etuna nähdään myös se, että malli A palkitsee kuluttajille edulliseen suuntaan poikenneet taseet. Raportissa esitetään, että mallin A seurauksesta nykyinen Suomen systeemi kehittyä kilpailukykyisemmäksi, koska pienet toimijat pärjäävät paremmin markkinoilla. Mallin B osalta tärkeänä etuna esitettiin, että se antaa molemmille osapuolille (kuluttajille ja tuottajille) taloudellisen tehokkaan kannustimen sähkötaseen tasapainon ylläpitämiseen. [15]

Hyötyjen lisäksi Nordel esitti haittoja, joita oli hyötyjä vähemmän. Mallin A haittana on sen aiheuttama teoreettinen spekulointimahdollisuus joillekin tuottajille, mutta tämän tyyppistä keinottelua ei käytännössä pidetä kovin vakavana. Toisena mallin A haittapuolena esitettiin tasevastaavien motiivin heikkeneminen pienempien tasevaihteluiden ylläpitoon. Mallin B haittapuolena esitettiin, että mallissa B käytetty kaksihintamalli suosii suuria toimijoita, eikä kannusta tarpeeksi voimakkaasti kilpailuun. [15]

Tarkastelemalla yksihintamallin aiheuttamia kustannuksia tuulivoimantuottajille voidaan nostaa esille seuraavat vaikutukset. Tuulivoiman tuottajien maksamat tasemaksut pienenevät, ja toisaalta järjestelmävastaavan tulot vähenevät. Yksihintamallissa tuulivoiman tuottajien ennustevirheiden ehkäisymotivaatio on heikompi kuin kaksihintamallissa, joka heikentää tasevastaavien motiivia pienempien tasevaihteluiden ylläpitoon. Tuulivoimatuotannolle sovelletun yksihintamallin hyvänä puolena voidaan myös pitää sen suurempaa ja läpinäkyvämpää yhteyttä järjestelmälle aiheutuneisiin kustannuksiin ja tuulivoimantuottajien maksamiin tasemaksuihin. Suorempi ja läpinäkyvämpi yhteys seuraa siitä, että kun yksittäisten tuottajien tuulivoimataseet kumoavat toisensa suuren tuulivoimaosuuden tapauksessa, niin silloin yksihintamallista ei aiheudu merkittäviä kustannuksia järjestelmälle. Vasta kun kaikkien tuulivoimaloiden

synnyttämä tuulivoimataase vaikuttaa järjestelmän kokonaistaseeseen, niin silloin järjestelmälle aiheutuu kustannuksia, ja nämä allokoituvat eteenpäin tuulivoimatuottajille.

3. Tuulivoiman tuottajien tasesähkön käyttöön vaikuttavat tekijät

Tuulivoiman tuottajat ovat vaikean tuulen ennustettavuuden takia muita sähköntuotantomuotoja riippuvaisempia tasesähkön saannista. Tuulivoiman tuottajilla on kuitenkin mahdollisuus vähentää tasesähkön käyttöä. Tärkeimmät tasesähkön käytön vähentämiskeinot ovat tuulen nopeuden ennustamisen tarkentaminen ja sähkötaseen omatoiminen korjaus korjauskaupoilla. Näitä vähentämiskeinoja esitellään tässä luvussa. Aluksi luvussa esitetään teoria tuulivoiman tuottajien sähkötaseen omatoimisen korjaamisen motivaation syntymisestä.

3.1. Tuulivoiman tuottajien motivaatio tasesähkön käyttöön

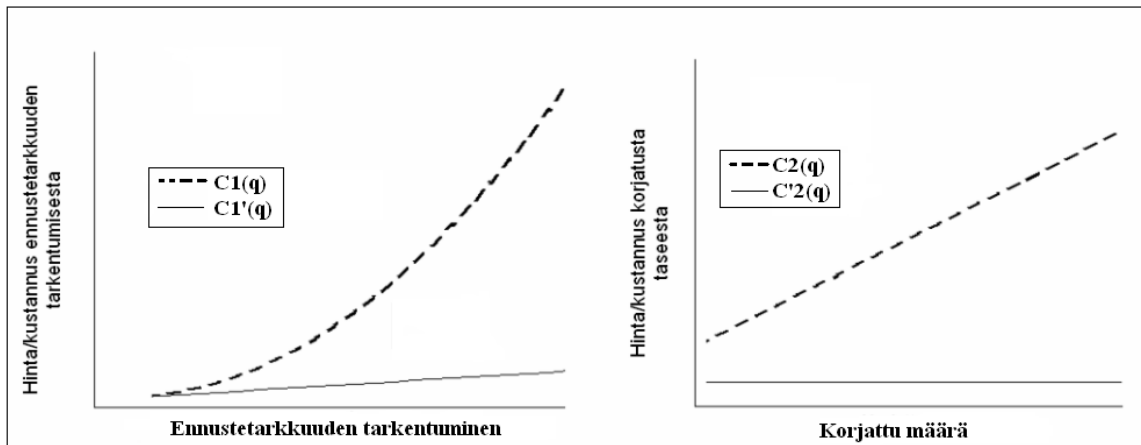
Teoriassa tuulivoiman tuottajien kannattaa vähentää tasepoikkeamaa niin paljon, että vähentämisestä aiheutuneet marginaalikustannukset ovat yhtä suuret kuin tasesähkön hinta. Oletettavasti pieni ennustevirheen vähennys on usein helppoa, mutta kun halutaan vähentää ennustevirheitä paljon, niin kustannukset ennustevirheen vähentämisestä kasvavat korkeiksi. Tästä johtuen ennustetarkkuuden parantamisen marginaalikustannus kasvaa ennustetarkkuuden parantuessa. Kaava (3) esittää ehdon, joka määrää motivaation ennustuksen parantamiseen ja taseen korjaukseen ennen toimitustuntia.

$$MC_{ennustus} + MC_{korjaus} = MC_{tasesähkö} \quad (3)$$

jossa $MC_{ennustus}$ on ennustetarkkuuden parantamisesta seurannut marginaalikustannus (€/MWh), $MC_{korjaus}$ on korjauskaupoilla Elbas-markkinoilta hankitun sähkön marginaalikustannus (€/MWh) ja $MC_{tasesähkö}$ on tasesähkön hinta (€/MWh).

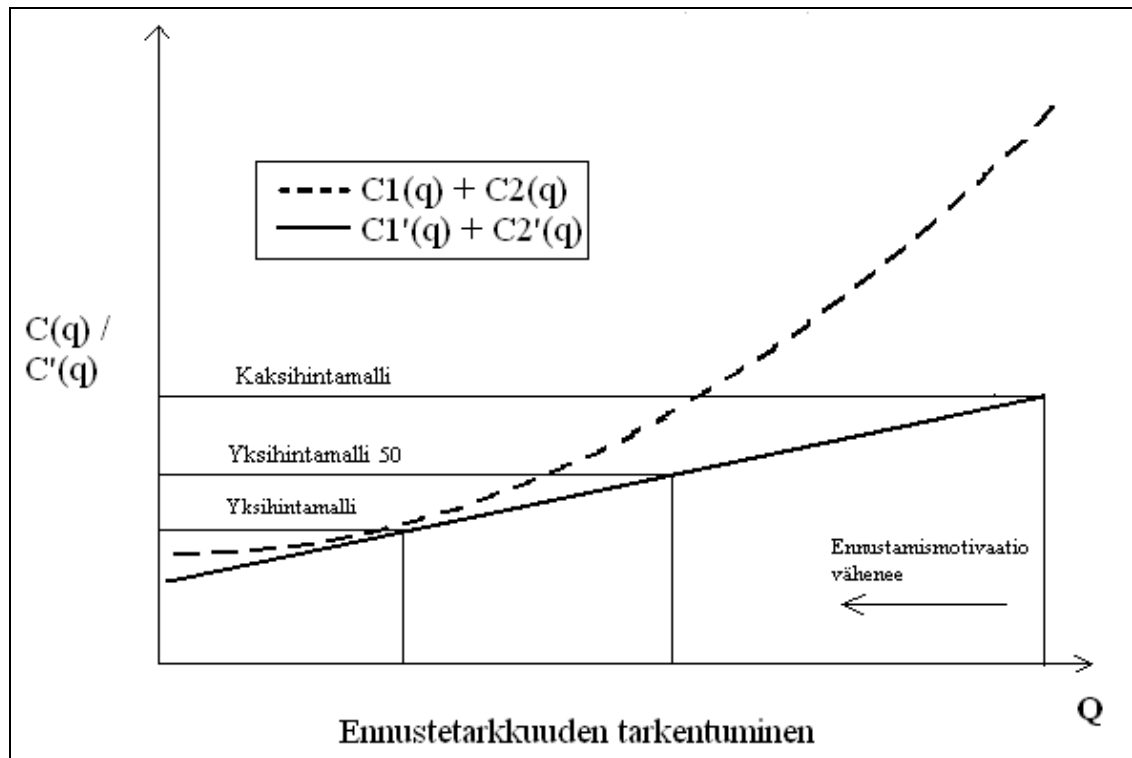
Kaavan (3) yhtälö on havainnollistettu kuvissa 5 ja 6. Kuvassa 5 on tehty kaksi oletusta. Ensinnäkin ennustetarkkuuksien parantamisen kustannuksen on oletettu kasvavan

eksponentiaalisesti ja kustannusten derivaatan eli marginaalikustannusten on oletettu kasvavan lineaarisesti kun ennustetarkkuus paranee. Toisena oletuksena on, että korjauskaupoilla hankittu sähkö on vakiohintaista, eli se ei riipu korjausmäärän suuruudesta. Kuvassa 5 on esitetty sähkötaseen korjaamisesta aiheutuneet kustannukset ja marginaalikustannukset.



Kuva 5. Kustannusten ($C1(q)$, $C2(q)$) yksikkö on € ja hintojen ($C1'(q)$, $C2'(q)$) eli marginaalikustannuksen yksikkö on €/MWh

Yhdistämällä kuvan 5 käyrät saadaan kuvassa 6 esitetyt käyrät. Kuvaan 6 on myös piirretty yksihintamallin, yksihintamalli 50:n ja kaksihintamallin tasesähköhinnat (€/MWh) vaakasuorilla viivoilla. Mallien tarkempi esittely löytyy kappaleista 2.8.2. – 2.8.4.



Kuva 6. Kustannuksen $C(q)$ yksikkö on € ja marginaalikustannuksen $C'(q)$ yksikkö on €/MWh. Kaksihintamallin, yksihintamallin ja yksihintamalli 50:n kustannustasot ovat yksiköissä €/MWh.

Kuvan 6 mukaan vaihdettaessa tasesähkön hinnoittelumalli tuulivoiman osalta kaksihintamallista yksihintamalliksi tai yksihintamalli 50:ksi, vähenee tuulivoiman tuotannon ennustamisen tarkentamisen motiivi. Tämä johtuu siitä, että tuulivoiman tuottajille on taloudellisempaa jättää ennustevirheet tasehallinnan korjattavaksi kuin korjata ne omatoimisesti ennen toimitustuntia.

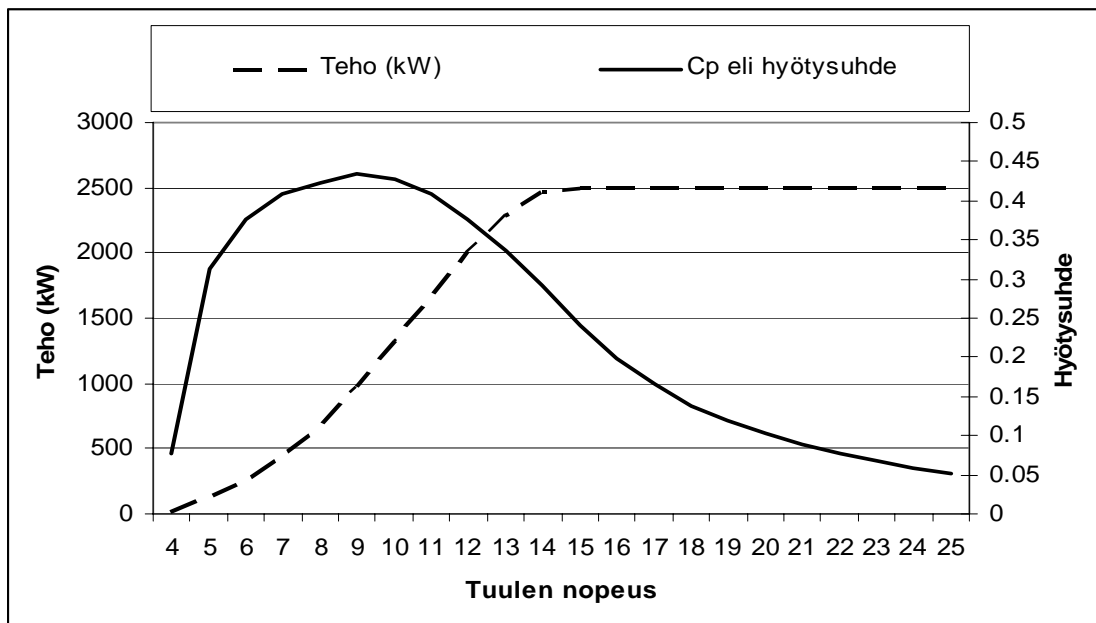
3.2. Tuulivoiman tuotannon ennustaminen

3.2.1. Tuulen nopeuden vaihtelu

Tuulivoimalaitoksen tuotantoteho riippuu tuulen nopeudesta. Ilmassa kineettisenä energiana oleva teho on verrannollinen tuulen voimakkuuden kuutioon. Tästä johtuu tuotannon suuri vaihtelevuus pienenkin tuulen vaihtelun seurauksesta. Tuulivoiman teho noudattaa seuraavaa yhtälöä.

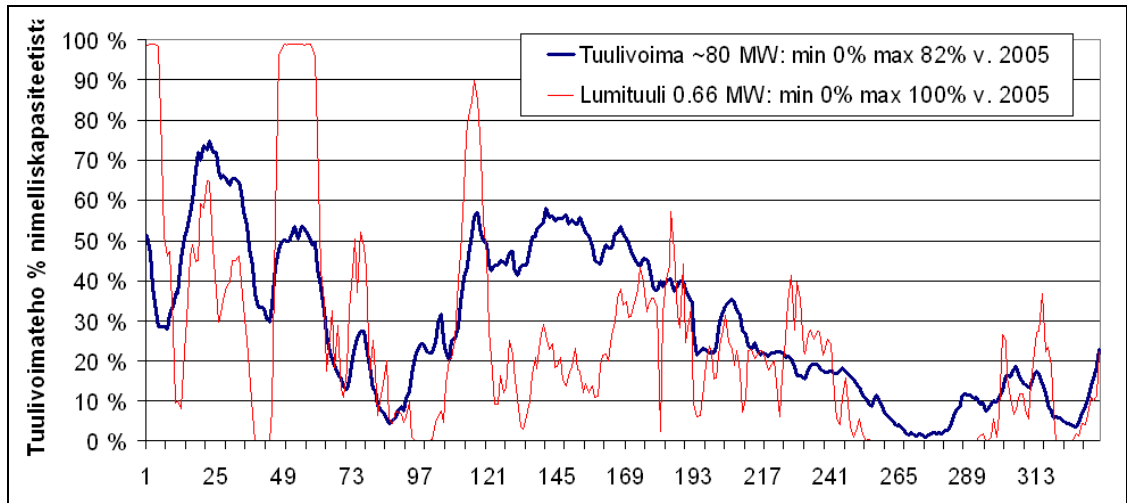
$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3, \quad (4)$$

jossa ρ on ilman tiheys (1.225 kg/m³), C_p on hyötysuhde (≤ 0.593 Betzin raja), A on roottorin pyyhkäisypinta-ala ja U on tuulen nopeus. Kaavasta (4) nähdään että teoriassa tuulen nopeuden kasvaessa 10 % tuulesta saatu teho kasvaa 33 %, jos C_p on vakio. Tämän perusteella tuulivoiman tuotantoa on vaikea ennustaa, koska pienikin tuulen nopeuden vaihtelu muuttaa paljon tuotantotehoa. Tuulen nopeuden ja voimalan tuotannon suhdetta on havainnollistettu kuvassa 7. Kun tuulen nopeus nousee noin 14 m/s tasolle, on kuvan 7 voimalaitoksen teho korkeimmillaan, eikä se kasva tämän jälkeen. Tuulen nopeuden kasvaessa yli 25 m/s voimala kytkeytyy pois käytöstä.



Kuva 7. 2500 kW laitoksen tehokäyrä ja hyötysuhde [16]

Tämän työn osalta on kiinnostavinta tietää koko Suomen tuulivoiman määrän tuotannon vaihtelut. Koko tuulivoiman määrän tuotannon vaihtelut osoittavat tuotannon vaihtelun kun kaikkien tuulen tuotantoalueiden tuotannot on yhdistetty. Kuvassa 8 on esitetty Lumituli Oy:n 660 kW voimalan tuntiteho ja Suomeen hajautetun tuulivoiman tuotannon tuntiteho kun kokonaiskapasiteetti on ollut 80 MW. Kuvasta 8 ilmenee, että yhden voimalan tuotannon vaihtelut ovat suuremmat kuin koko Suomen tuulivoiman tuotannon vaihtelut.



Kuva 8. Suomen tuulivoimatuotanto tunneittain 12.–25. tammikuuta 2005 [17]

3.2.2. Tuotannon lyhytaikainen ennustaminen

Tuulivoiman tuotannon lyhytaikainen ennustaminen on tärkeässä asemassa tarkasteltaessa tuulivoiman kannattavuutta. Ennusteiden ollessa tarkkoja tuulivoiman tuottajien tasesähkön käyttö vähenee, jolloin tuulivoiman tuotanto muuttuu kannattavammaksi. Seuraavassa esitetään aikasarjamalleja, joita käytetään tuulen tuotannon ennustamiseen.

Aikasarjamallit

Tuulen ennustamiseen käytetään useita eri aikasarjamalleja. Seuraavassa esitetään ARMA-, ja ARX-mallit. ARMA-mallin on todettu olevan tehokas ennustettaessa aina 10 minuuttia edelle, jolloin se on ollut tehokkaampi kuin jatkuvuusmalli. Ennustehorisontin pidentyessä yli 3 tuntiin käytetään ARMA-mallin sijasta meteorologista ARX-mallia. ARMA-mallin ennuste pohjautuu edellisten periodien mittaustuloksiin ja se lasketaan seuraavasti. [18]

$$X_t = \sum_{j=1}^p c_j X_{t-j} + \sum_{k=0}^q b_k e_{t-k} , \quad (5)$$

jossa X_t on ennustetulos periodille t ja X_{t-j} on aikaisemmin toteutunut tuotanto. e kuvaa periodin t -k valkoista kohinaa eli virhettä, p on aikaisempien havaintojen lukumäärä, jotka otetaan mukaan ennustukseen ja q kertoo kuinka monen periodin virhe huomioidaan. c ja b ovat vakioita. [18]

ARX-mallin antama ennuste voidaan lasketa esimerkiksi seuraavalla tavalla [19]:

$$\phi(B)P(t) = \varphi(B)v(t - nk), \quad (6)$$

jossa $v(t)$ on tuulen nopeuden kerroin tuulipuiston sijaintipaikalla hetkellä t , nk on tuulen nopeuden datan viive, $\varphi(B)$ on ”backshift” operaattori B :n funktio ja $\phi(B)$ on monijäseninen funktio tuulivoimantuotannon tehon aikasarjalle $P(t)$. Lisätietoa ARX-mallista on saatavilla muun muassa lähteissä [19] ja [20].

Ennustevirheiden mittareita

Ennustetyökalut käyttävät tavanomaisesti ennustevirheen mittaamiseen kahta eri arvoa, jotka ovat MAE (mean absolute error) ja RMSE (root mean squared error). Alla on esitetty MAE ja RMSE laskentakaavat. [21]

$$MAE(t) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k f_i |x_i - t| = \sum_{i=1}^k p_i |x_i - t| \quad (7)$$

MAE on painotettu keskiarvo absoluuttisista virheistä, jossa n on havaintojen lukumäärä, x_i on havainnon i arvo, t on kaikkien havaintojen keskiarvo, f_i on havainnon x_i painoarvo ja p_i on $\frac{f_i}{n}$. RMSE on puolestaan neliöjuuri virheiden neliön odotusarvosta.

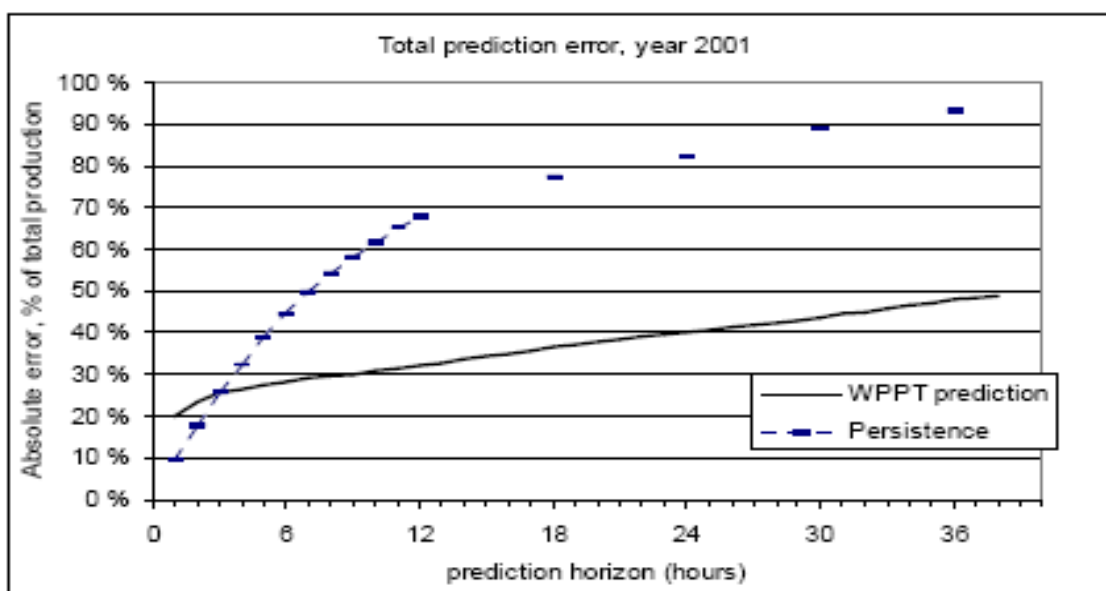
$$RMSE = \sqrt{E((\hat{\theta} - \theta)^2)}, \quad (8)$$

jossa $\hat{\theta}$ on ennustettu arvo ja θ toteutunut arvo

RMSE- ja MAE mittareista on olemassa normalisoidut versiot, jotka ovat NRMSE ja NMAE. Normalisoidut arvot lasketaan suhteuttamalla ennustevirheet esimerkiksi vuosituotantoon tai keskitehoon.

Tuulivoiman tuotannon ennustevirhe

WPPT (wind power prediction tool) on eräs Pohjoismaissa käytössä ollut ennustetyökalu [22]. Tällä ennustetyökalulla tehtyjä tuulivoiman tuotannon ennustetarkkuuksia on esitetty kuvassa 9.



Kuva 9. Ennustetarkkuus ennustajan funktiona. Ennuste on tehty Länsi-Tanskassa vuonna 2001. [22]

Kuvan 9 yhtenäinen viiva havainnollistaa WPPT- työkalun ennustetarkkuutta välillä 1 - 36 tuntia ennen toimitusta ja katkoviivamerkit kuvaavat ennustetarkkuutta kun oletetaan tuulen nopeuden jatkuvan samana toimitustunnille asti. Kuvan 9 mukaan alle kolmen tunnin ennusteissa jatkuvuusmalli¹¹ on WPPT-työkalua tarkempi.

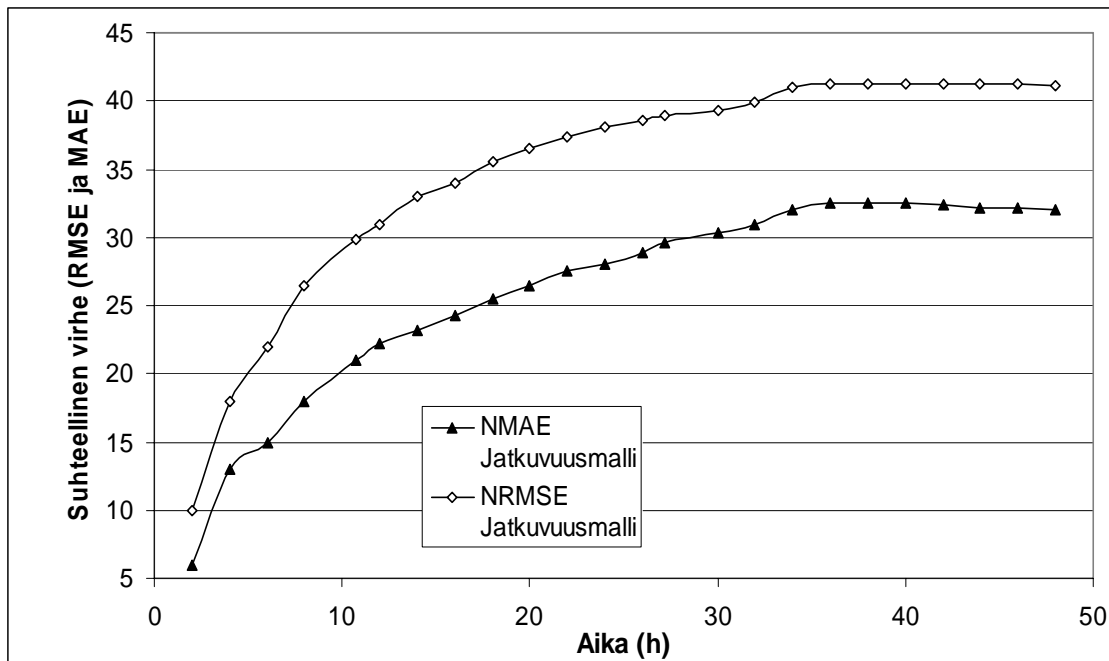
¹¹ Jatkuvuusmallissa olettaa tuotannon pysyvän samana aina toimitustunnille asti

Tämän työn nettotasepoikkeama- ja säätösähkökustannuslaskussa käytetään hyväksi Länsi-Tanskassa vuonna 2001 (13–37 tuntia ennen toimitustuntia ennustettuna) toteutuneita tuulivoiman ennustevirheitä. Nämä virheet olivat 8 - 9 % (MAE) nimellistehosta joka vastaa 38 % tuotannosta [22]. Vuonna 2001 esitettiin, että tulevaisuudessa ennustetarkkuudet tulevat yhä paranemaan uusien tekniikoiden ansiosta. Tuolloin yhtenä uutena tekniikkana esitettiin hetkittäisen tuotannon kertovan reaaliaikaisen tuotantodatan käyttöönotto [22]. Yleisesti ottaen ennustevirheet vähenevät lähinnä ennustetyökalujen ja tuulivoimateknologian kehittymisen ansiosta. Näistä tärkeämpi on ennustetyökalujen kehittyminen [23].

Ennustevirheet ovat tarkentuneet vuoden 2001 tasosta. IEAWIND- elokuussa 2007 julkaistussa Task 25 raportissa esitettiin, että viimeisimpien tulosten osalta Länsi-Tanskan ennustevirhe on 6.2 % nimellistehosta, joka vastaa 28 % tuotetusta energiasta [24]. Länsi-Tanskan ennustevirhe voi pienentyä yhä enemmän kun yhdistetään useita eri ennustemalleja. Esimerkiksi Saksassa ”yksinkertaisella” mallien yhdistelmällä ennustevirhe oli 5.1 % (RMSE) ja ”intelligentillä” mallien yhdistelmällä ennustevirhe oli 3.1 % [25].

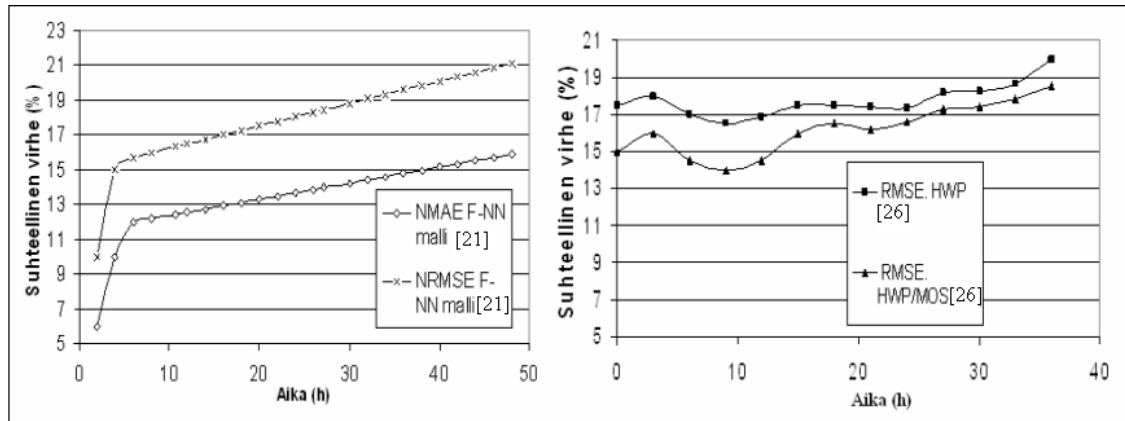
Eri lähteiden ennustevirheitä

Kuviin 10 ja 11 on kerätty ennustevirheitä kahdesta tanskalaisesta tuulipuistosta. Ennustevirheiden mittareina on käytetty NMAE-, NRMSE- ja RMSE-arvoja. Lähteen [21] ”Short-term Wind Power Prediction for Offshore Wind Farms - Evaluation of Fuzzy-Neural Network Based Models” ennusteissa on käytetty Tanskan Tunø Knobissa sijaitsevaa koetarkoituksiin käytettyä tuulipuistoa. Se on rakennettu 1995 ja on kapasiteetiltaan 5 MW (P_n). Puisto sijaitsee 6 km päässä rannikolta ja se koostuu kahdesta rivistä voimaloita, joissa molemmissa on viisi voimalaa. Käytetty ennustedata on 13 kuukauden ajanjaksolta. Kuvassa 10 on esitetty keskimääräinen yhden tuulipuiston ennustevirhe NMAE ja NRMSE arvoilla, kun ennustuksessa on käytetty jatkuvuusmallia.



Kuva 10. Lähteen [21] jatkuvuusmallien ennustevirheet nimellistehoa kohden

Kuvassa 11 on esitetty lähteiden [21] ja [26] ”The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview” ennustevirheet, jotka ovat saatu käyttämällä lähteissä [21] ja [26] esitettyjä F-NN, HWP ja HWP/MOS ennustemalleja. Lähteen [26] tuulipuisto sijaitsee Tanskassa ja sitä kutsutaan vanhaksi Nøjsomheds Odde puistoksi. Puistolle tehdyt ennusteet on tehty Saksan sääpalvelutoimiston ennusteiden perusteella vuosien 1996–1999 välillä. Puiston nimellisteho on (ennen tehon parannuksia) 5175 kW.



Kuva 11. Lähteiden [21] ja [26] ennustetyökalujen ennustevirheet nimellistehoa kohden

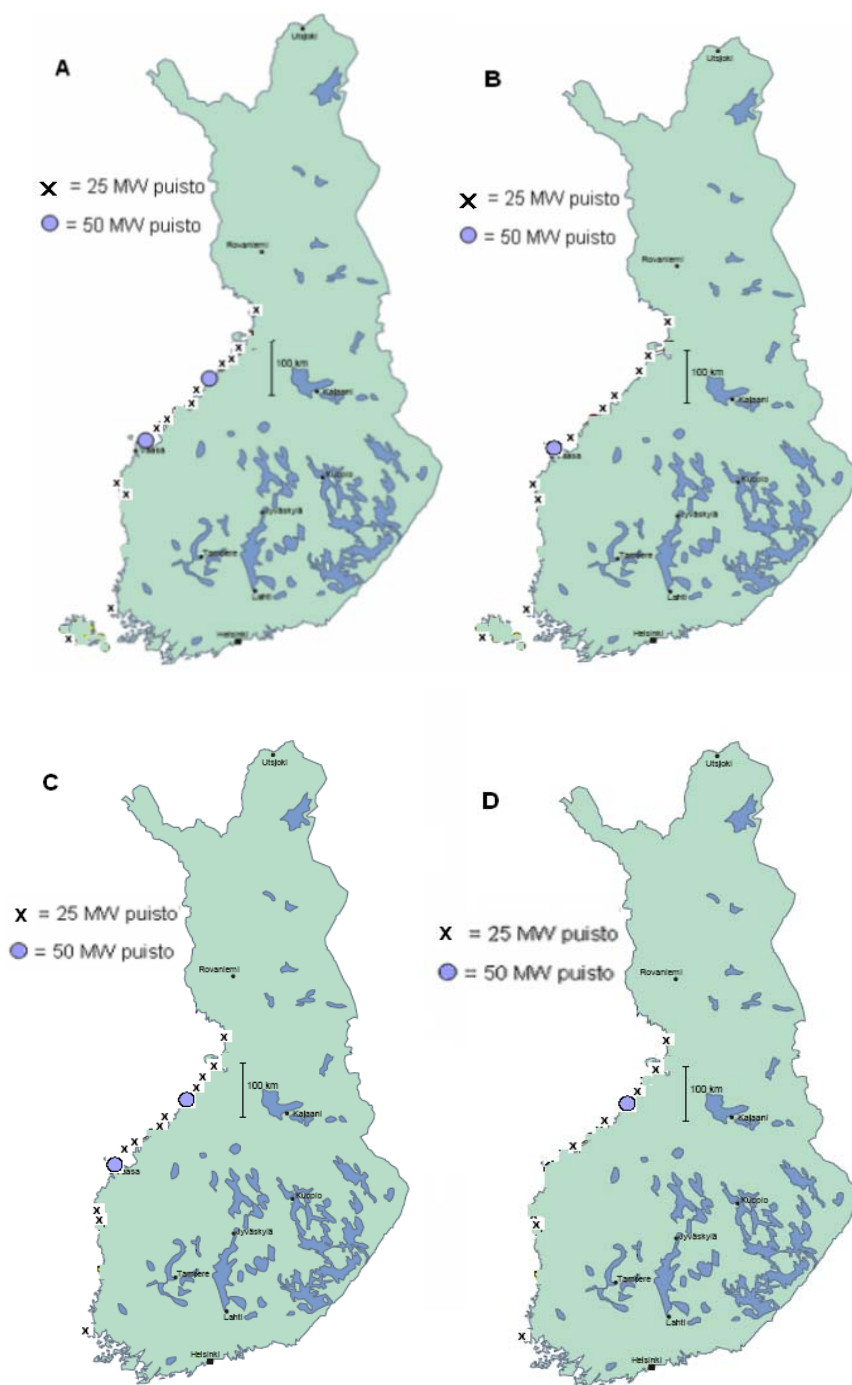
Kuvien 10 ja 11 perusteella RMSE-kaavoilla lasketut ennustevirheet ovat suuremmat kuin MAE-kaavoilla lasketut virheet. Tämä voi johtua siitä, että RMSE-kaava painottaa ennustevirheet toiseen potenssiin, jolloin suurten ennustevirheiden paino RMSE-kaavassa on voimakkaampi kuin MAE-kaavassa.

3.2.3. Useiden tuulipuistojen sähkötaseiden yhdistäminen

Yhdistämällä useiden tuotantoyksiköiden tuntikohtaiset suhteelliset ennustevirheet¹² saadaan yhdistetyksi ennustevirheeksi pienempi ennustevirhe (osuus nimellistehosta) kuin yksittäisen tuotantoyksikön tapauksessa. Suhteellinen ennustevirheen pientymä havainnollistaa kuinka paljon suhteellinen kokonaisennustevirhe pienenee verrattuna kappaleessa 3.2.2 esitettyihin yksittäisten tuotantoyksiköiden suhteelliseen ennustevirheeseen.

Tässä laskussa useiden tuotantoyksiköiden suhteellinen ennustevirhe lasketaan käyttämällä portfolioteoriaa. Tuloksena saadaan tietää ennustevirheen pieneneminen kun portfolioon lisätään yhä useampia tuotantoyksiköitä. Kuvissa 12 A - D on tätä laskua varten visioitujen tuulipuistojen sijainnit.

¹² Tuntikohtainen suhteellinen ennustevirhe on tuntikohtaisen absoluuttisen ennustevirheen suhde tuulivoiman tuotannossa käytetyn voimalan nimellistehoon



Kuva 12. Laskua varten visioitujen tuulipuistojen sijainnit neljässä eri tilanteessa

Kuvissa 12 A – D visioitujen puistojen yhteiskapasiteetti vaihtelee välillä 225 – 400 MW. Vuoteen 2010 mennessä Suomen tavoitteena oli installoida 500 MW

tuulivoimakapasiteettia [1], mutta Kauppa- ja teollisuusministeriön vuonna 2005 julkaistussa raportissa esitetään, että tavoitteen saavuttaminen edellyttäisi voimakasta rakentamisvauhdin kasvamista edellisvuosiin verrattuna [2]. Tässä mallissa kapasiteettia on maksimissaan 400 MW, joka voisi olla lähivuosien tuulivoimakapasiteetti Suomessa. Aikaisemmin Suomeen rakennetut puistot ovat kokoluokaltaan enintään 10 MW, mutta uudemmat suunnitteilla olevat puistot Suomeen ovat yli 20 MW [27]. Tähän perustuen laskumallissa on käytetty uusien tuulivoimapuistojen kokona 25 MW ja 50 MW. Suurin osa uusista puistoista on sijoitettu Merenkurkun ja Perämeren välille ja loput Ahvenanmaan ja Vaasan välille. Merenkurkun ja Perämeren välillä on arvioitu olevan teknistä merituulivoimapotentialiaa 5400 – 7600 MW ja paras sijoituspaikka tällä valilla on Perämeren pohjukka [28]. Koska Merenkurkun ja Perämeren väli on ollut esillä tutkittaessa tuulivoiman sijoituspaikkoja, niin tämän tutkimuksen puistoista valtaosa sijoitettiin kyseiselle alueelle.

Tässä työssä on sovellettu portfolioteoriaa tuulivoimapuistojen hajonta-arvojen laskemiseen. Portfolioteorian käytön tarkoitus on esittää tuloksia sähkötaseen yhdistämisestä vähemmän kirjallisuudessa käytetyllä arvolla (keskihajonta) ja esittää laskun tulokset taloustieteestä tutun työkalun (portfolioteoria) valottamana. Portfolioteoriaa ei ole käytetty aikaisemmin ainakaan vastaavassa sovelluksessa Suomessa. Suomessa Holttinen ja muut ja Saksassa Focken ja muut ovat tehneet tutkimusta useiden tuotantoyksiköiden sähkötaseiden yhdistämisestä [20], [29]. Heidän tutkimuksissa on esitetty tulokset kaavoissa (7) ja (8) esitetyillä MAE tai RMSE hajonta-arvoilla.

Käytetyt laskukaavat

Portfolion varianssia laskettaessa tarvitaan laitosten ennustevirheiden välinen kovarianssi etäisyyden funktiona, jonka avulla päästään laskemaan kaikkien puistojen yhteinen keskihajonta. Kovarianssi tarkoittaa kahden muuttujan yhteisvaihtelua. Sen arvo muuttuu positiivisemmaksi jokaisesta uudesta arvoparista, jotka poikkeavat keskiarvostaan samaan suuntaan. Vastaavasti se muuttuu negatiivisemmaksi, jos arvot poikkeavat vastakkaisiin suuntiin. Kovarianssi lasketaan seuraavasti [30]:

$$\sigma_{xy} = \text{cov}(x, y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - u_x)(y_i - u_y) \quad (9)$$

Laskussa käytetty tuntien lukumäärä n on 8588 tuntia¹³. Yllä x_i on tuotantoyksikön x ennustevirhe tunnilla i , y_i on tuotantoyksikön y ennustevirhe tunnilla i , u_x on tuotantoyksikön x keskimääräinen ennustevirhe ja u_y on tuotantoyksikön y keskimääräinen ennustevirhe.

Kovarianssin lisäksi laskussa tarvitaan tuotantoyksikön tuotannolle standardia varianssia, joka on esitetty alla [31]:

$$\sigma_j^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}, \quad (10)$$

jossa \bar{x} on laitoksen keskimääräinen ennustevirhe.

Tuotannon keskihajonta saadaan ottamalla neliöjuuri varianssista [31]. Tässä laskussa portfolion varianssin ja keskihajonnan laskemisessa on käytetty portfolioteorian varianssin kaavaa. Kaava jakautuu kahteen eri osaan, joista ennustevirheiden yhteisen vaihtelun aiheuttama varianssitermi saadaan portfolioteorian varianssikaavan alla esitetystä osasta [32].

$$\sum_{k=1}^N \sum_{j=1}^N X_j X_k \sigma_{jk}, \quad (11)$$

jossa X_k ja X_j = tuotantoyksiköiden nimellistehojen suhde koko kapasiteettiin ja σ_{jk} on kovarianssi. Jokaisen tuotantoyksikön paino salkussa ja sen varianssi aiheuttaa portfoliolle seuraavan varianssitermin:

$$\sum_{j=1}^N X_j^2 \bar{\sigma}_j^2, \quad (12)$$

¹³ Tiedot: 1.1.2004 klo 01 - 2.1.2004 klo 22 ja 29.12.2004 klo 22 – 31.12.2004 klo 24 puuttuvat

jossa $\bar{\sigma}_j^2$ on nimellisteholla painotettu lähteen [20] laskelmissa käytettyjen 11 tuotantoyksikön keskimääräinen varianssi.

Portfolion varianssin kaava σ_p^2 on edellä esitettyjen varianssitermien summa:

$$\sigma_p^2 = \sum_k^N \sum_j^N X_k X_j \sigma_{jk} + \sum_j^N X_j^2 \bar{\sigma}_j^2 \quad (13)$$

Laskussa käytetty data

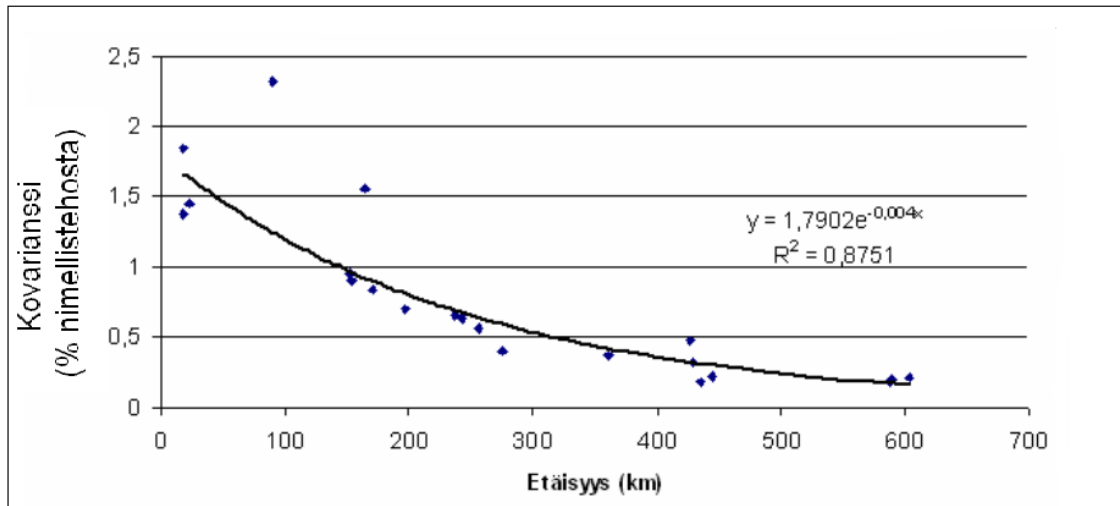
Laskua varten on saatu tuulivoiman tuotantoyksiköiden ennustevirhe aikasarjoja. Aikasarjat ovat saatu alla olevan kuvan esittämiltä maantieteellisiltä alueilta. Aikasarjojen keskimääräinen keskihajonta on 17.5 % nimellistehosta ja aikasarjojen keskimääräinen varianssi $\bar{\sigma}_j^2$ on 0.03143. Tarkempia tietoja aikasarjoista ei esitetä luottamuksellisuus syistä.



Kuva 13. Laskussa käytettyjen tuulen ennustevirhe aikasarjojen sijainnit [20]

Tulokset

Edellä esitettyä kovarianssikaavaa on sovellettu kuvassa 13 esitettyjen tuotantoyksiköiden ennustevirheisiin. Tulokseksi on saatu alla esitetty kovarianssisovite.



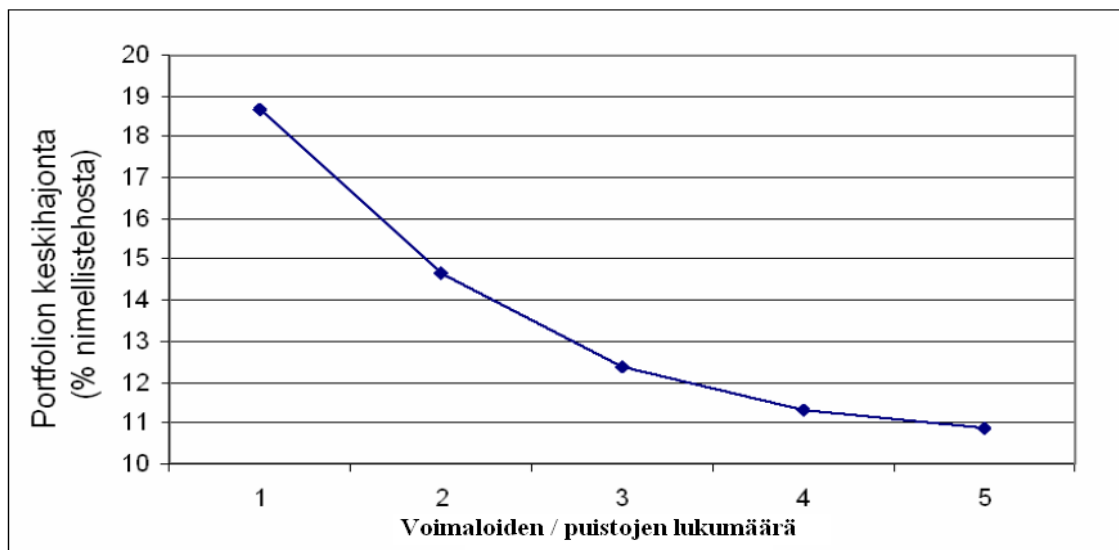
Kuva 14. Ennustevirheiden kovarianssi etäisyyden funktiona. Datajoukosta on jätetty pois 4 Ahvenanmaan tuotantoyksikköä, jotka ovat mukana kuvassa 13. Kuvat on jätetty pois, koska niistä aiheutuu liikaa pisteitä lyhyelle etäisyydelle, jolloin sovite määräytyisi voimakkaasti lyhyen etäisyyden arvojen perusteella. Kuvan tuuliennustevirhedata on sama kuin lähteessä [20].

Silmämääräisesti kuvan 14 eksponentiaalinen sovite antaa melko luotettavan kovarianssin pitkän välimatkan päässä oleville tuotantoyksiköille. Lyhyen välimatkan päässä olevat tuotantoyksiköt noudattavat heikommin sovitteen yhtälöä, koska kaksi pistettä poikkeaa huomattavasti sovitteesta. Kuvan 14 sovitteesta saadaan kovarianssi laskutoimitusta varten, joka tehdään portfolioteorian varianssin kaavalla (13). Tällä kaavalla on laskettu hajontaluvut kuvan 12 A-D portfolioille.

Taulukko 9. Hajontalukutulokset kuvan 12 tilanteille A-D

	A	B	C	D
Varianssi	0.0108	0.0103	0.0119	0.0119
Keskihajonta (% nimellistehosta)	10.3	10.0	10.7	10.0

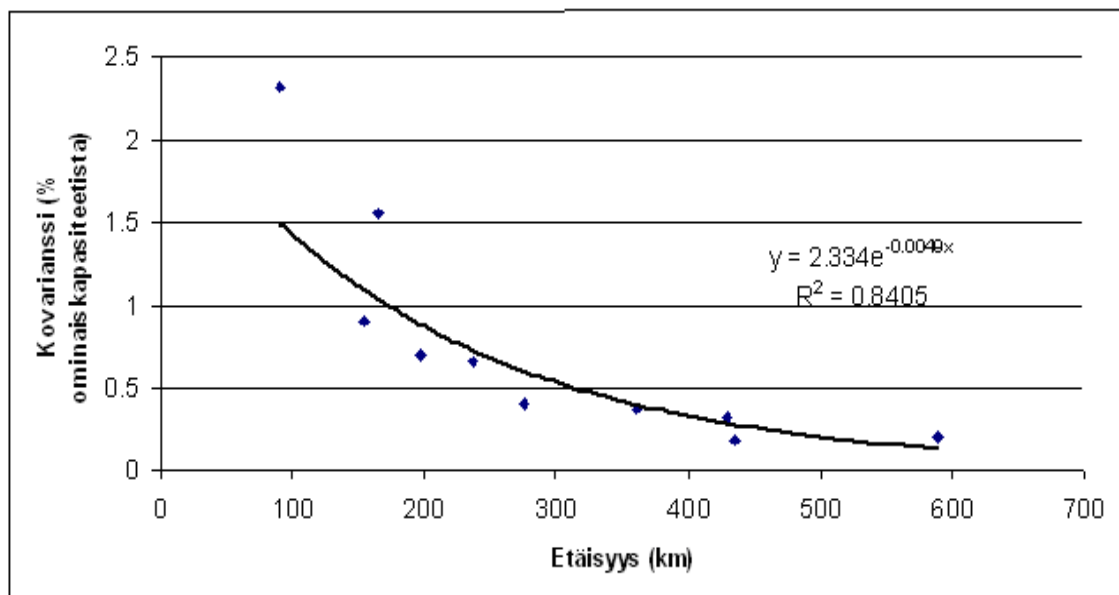
Tässä laskussa käytetyn datan osalta yksittäisen tuotantoyksikön kohdalla ennustevirhe on keskimäärin 17.5 % nimellistehosta, kun taas taulukon 9 mukaan useasta tuotantoyksiköstä koostuvan portfolion keskihajonta on noin 10 % nimellistehosta. Tämän perusteella tuotannon ennustevirheiden keskihajonta lähes puolittuu kun portfoliossa on useita tuotantoyksiköitä. Taulukon 9 tulokset on laskettu mallilla, jossa on noin 20 tuotantoyksikköä. Sähkötaseiden yhdistämisestä saatu hyöty saavutetaan kuitenkin nopeasti, jo muutaman tuotantoyksikön taseet yhdistämällä. Kuva 15 havainnollistaa kuinka nopeasti portfolion keskihajonta lähestyy noin 10 prosenttia kun tuotantoyksiköitä lisätään portfolioon. Samankokoisia tuotantoyksiköitä lisäämällä saavutetaan hyöty lähes kokonaan jo muutaman tuotantoyksikön lisäyksen jälkeen. Kuvaan 15 valitut tuotantoyksiköt ovat pitkien välimatkojen päässä toisistaan lukuun ottamatta kahta Ahvenanmaan tuotantoyksikköä.



Kuva 15. Portfolion keskihajonta kun puistojen määrää kasvatetaan portfoliossa yhdestä viiteen. Kunkin tuotantoyksikön nimellistehoksi on asetettu 1 MW. Tuotantoyksiköt sijaitsevat Kristiinankaupungissa, Oulun-salossa, Kokkolassa ja kaksi voimalaa sijaitsee Ahvenanmaalla.

Herkkyystarkastelu

Koska lähdedataan valittu voimalakokoonpano saattaa merkittävästi vaikuttaa lopputulokseen, niin laaditaan suoritetulle analyysille herkkyysanalyysi valitsemalla lähdedata toisin. Kuvaan 16 on valittu voimalakokoonpano, jolle piirretty sovite poikkeaa mahdollisimman paljon kuvan 14 sovitteesta.



Kuva 16. Kovarianssi (ennustevirheiden yhteinen vaihtelu) etäisyyden funktiona

Kuvan 16 sovitteen selitysaste (R^2) on heikompi kuin kuvan 14 sovitteiden selitysaste. Suurin ero kuvien 14 ja 16 sovitteiden välille syntyy, kun kuvassa 16 otetaan huomioon ainoastaan yksi Ahvenanmaan voimala. Tällöin kuvaan 16 alle 90 km etäisyydelle ei tule pisteitä. Sekä kuvassa 14 että 16 lyhyillä etäisyyksillä kovarianssin ja etäisyyden riippuvuus on silmämääräisesti havainnoiden epävarmempaa kuin pitkillä etäisyyksillä. Kun kuvan 16 sovitteella laskettiin portfolion keskihajonta, niin taulukossa 10 esitetyt tulokset erosivat vain vähän taulukossa 9 esitetyistä tuloksista. Taulukosta 10 näkyy, että suurin ero syntyy tapauksessa C, jolloin keskihajonta eroaa 0.7 %. Tämä ei ole kovin suuri eroavaisuus, joten sovitteiden eroavuuden osalta tuloksia voidaan pitää melko luotettavina.

Taulukko 10. Kuvan 16 sovitteen antamat hajontaluvut

	A	C	C	D
Varianssi	0.0117	0.0107	0.0130	0.0113
Keskihajonta % nimellistehosta (suluissa kuvan 14 sovitteella saadut tulokset)	10.8 (10.3)	10.4 (10.0)	11.4 (10.7)	10.6 (10.0)

Kaikkien Ahvenanmaan voimaloiden, Porin, Oulun-salon, Kristiinankaupungin ja Kokkolan tuotantoyksiköiden ennustevirheiden varianssi on keskimäärin $\bar{\sigma}_j^2 = 0.0349$ nimellistehosta (yksittäiselle tuotantoyksikölle). Kaikkien tuotantoyksiköiden ennustevirheiden varianssien keskihajonta on 0.0106. Tämä tarkoittaa, että kun otetaan voimaloista satunnainen yhden voimalan otos, voidaan olettaa, että sen varianssi poikkeaa keskimäärin 0.0106 ennustetusta varianssista (0.0349).

Lasketaan 95 % luottamusväli arvolle $\bar{\sigma}_j^2$. 95 % luottamusväli tarkoittaa, että todellinen arvo on 95 % todennäköisyydellä luottamusvälillä [33]. $\bar{\sigma}_j^2$:n luottamusväli on normaalijakauman mukaan laskettuna (0.01412, 0.0557). Kun sijoitetaan sekä ylempi, että alempi luottamusväli kaavaan (13) arvon $\bar{\sigma}_j^2$ tilalle, niin saadaan alla olevan taulukon tulokset kuvan 12 A - D tilanteiden keskihajonnoille.

Taulukko 11. 95 %:n luottamusvälillä saadut tulokset arvolle $\bar{\sigma}_j^2$.

	A	B	C	D
95 %:n luottamusvälit. Suluissa kuvan 14 sovitteella saadut tulokset.	Alempi 9.8 Ylempi 11.0 (10.3)	Alempi 9.2 Ylempi 10.7 (10.0)	Alempi 10.0 Ylempi 11.4 (10.7)	Alempi 9.4 Ylempi 10.6 (10.0)

Taulukon 11 luottamusvälit eroavat suluissa olevista kuvan 14 sovitteella saaduista arvoista enimmillään 0.8 %. Tämä tarkoittaa, että käyttämällä arvoa $\bar{\sigma}_j^2$ kaikkien visioitujen tuulipuistojen varianssina voi lopputulos erota 95 % todennäköisyydellä enintään 0.8 %.

Tulevaisuudessa tuulipuistojen koot voivat olla suurempia kuin 25 MW tai 50 MW. Valitsemalla laskumallin pienemmän visioidun puiston kooksi 100 MW ja suuremman puiston kooksi 150 MW saadaan keskihajonnan osuudeksi nimellistehosta noin 10 %. Käyttämällä suurempia tuulipuistoja saadaan sama tulos kuin pienilläkin tuulipuistoilla, koska tuulipuistojen nimellistehon muuttaminen ei vaikuta puistojen suhteelliseen osuuteen kokonaisnimellistehosta.

Laskussa käytettyjen laitosten keskimääräinen ennustevirhe (keskihajonta) on 17.5 % nimellistehosta yhdelle tuotantoyksikölle. Kaavassa (13) käytetään varianssia $\bar{\sigma}_j^2$, joka on neliöjuuri ennustevirheestä (17.5 %). Ennustetarkkuuksien tarkentuessa ja tuotantoyksiköiden lukumäärän kasvaessa puistoissa pienenevät ennustevirheet. Tässä laskussa ennustevirhe on 17.5 % nimellistehosta, joka on huomattavan korkea. Ennustevirheen pieneneminen vaikuttaa laskun lopputulokseen siten, että kaavassa (13) jälkimmäisen termin (esitetty kaavassa (12)) vaikutus pienenee verrattuna kaavan (13) ensimmäiseen termiin (esitetty kaavassa (11)).

Laskentaohjelma (MS-Excel) antaa kovarianssia etäisyyden funktiona kuvaavan soviteen potenssiksi $-0.004x$. Pyöristyksestä johtuen todellinen arvo voi erota enintään $\pm 0.00049x$ laskussa käytetystä arvosta. Tässä tapauksessa sovite antaa 600 kilometrin etäisyydellä maksimissaan 2.9 % alkuperäisestä eroavan kovarianssin arvon. Etäisyyden lyhentyessä 600 kilometristä kohti nollaa kovarianssin eroavaisuus pienenee kohti nollaa.

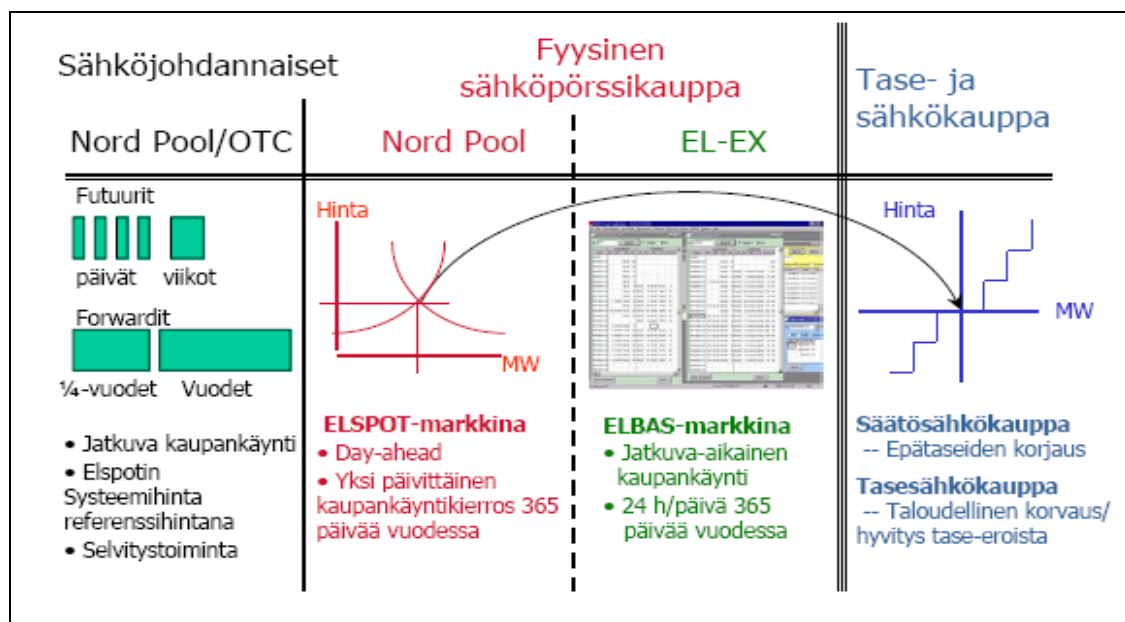
3.3. Sähkötaseen korjaaminen

Tuulivoiman tuotannon virheellisestä tai puutteellisesta ennustuksesta syntyneen epätasapainoisen sähkötaseen voi korjata omatoimisesti korjauskaupoilla, jolloin tuulivoiman tuottaja voi säästää tasesähkökustannuksissa. Suomessa toimivat korjauskaupankäyntimarkkinat ovat Elbas-markkinat.

3.3.1. Elbas – markkinat

Elbas-markkinoiden toiminta

Elbas-kauppaa voi käydä aina reilua tuntia ennen toimitusta. Markkinat ovat auki 24 tuntia päivässä koko vuoden ajan ja niille osallistuu Suomi, Ruotsi, Itä-Tanska ja vuoden 2007 alusta lähtien Saksa. Vuoden 2007 loppuun mennessä markkinat laajentuvat Nordelin suosituksen mukaan Norjaan ja Länsi-Tanskaan. Elbas-markkinoiden ajoittuminen on esitetty kuvassa 17. Elbas -markkinat sijoittuvat SPOT-markkinoiden sekä tase- ja säätösähkökaupan välille. [34], [35]

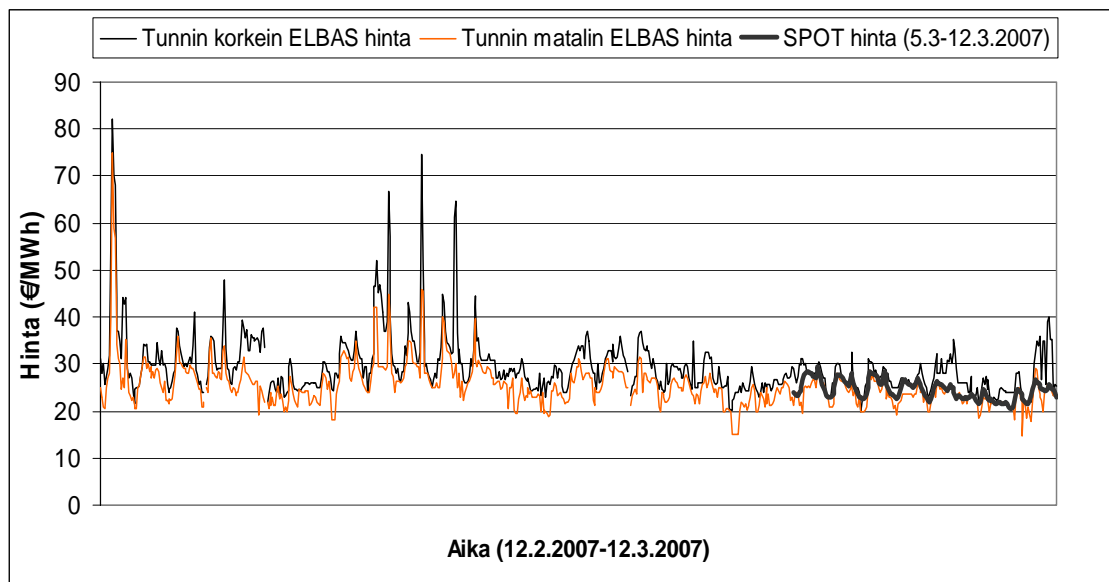


Kuva 17. Pohjoismaiset sähköpörssimarkkinat [36]

Elbas -markkinoilla käydään kauppaa bilateraalisesti eli kahdenkeskeisesti. Tarjoukset jätetään tarjouskirjaan anonyymeina ja kaupat toteutuvat kun osto- ja myyntitarjoukset kohtaavat. Kaupat toteutuvat ensisijaisesti hinnan perusteella ja toissijaisesti ajan perusteella. [34], [37]

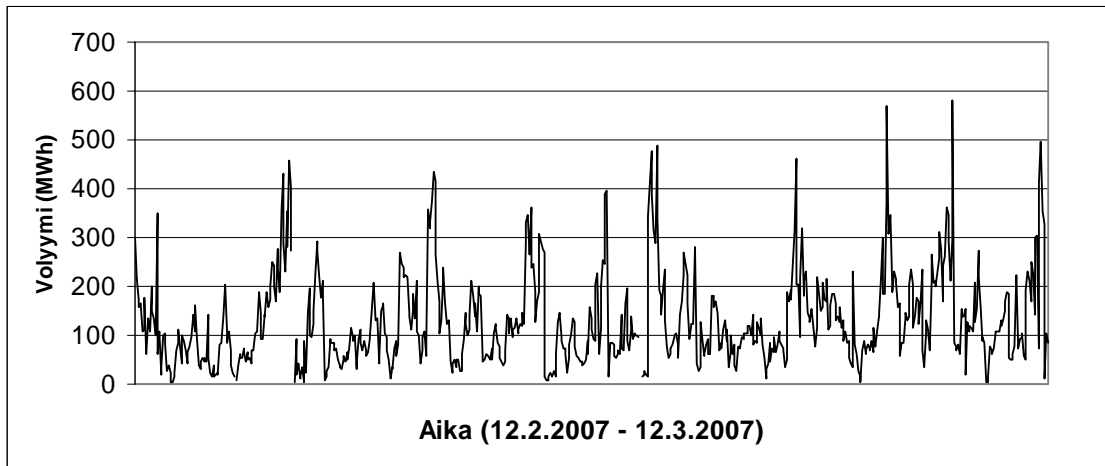
Elbas-markkinadata

Kuvassa 18 on esitetty Elbas- ja ELSPOT-markkinahintoja. Tunnin matalin Elbas-hinta tarkoittaa tunnin aikana matalimmalla hinnalla tehtyä kauppaa ja tunnin korkein Elbas-hinta tarkoittaa tunnin aikana korkeimmalla hinnalla tehtyä kauppaa. Elbas-hinta vaihtelee voimakkaasti jakson alussa. Jakson puolivälin jälkeen Elbas-hinta pysyy lähellä tyypillistä SPOT-hintaa (20 - 30€ / MWh).



Kuva 18. Elbasin tuntihinnat 12.2.2007–12.3.2007 ja Elspotin tuntihinnat 5.3.2007–12.3.2007 [38]

Kuvan 19 volyymikäyrästä voi nähdä Elbas-sähköntarjonnan epävarmuuden. Volyymikäyrä kertoo kunkin tunnin aikana kaupatun sähkön määrän.



Kuva 19. Elbasin tuntivolyymit [38]

Kuvan 19 tarkasteludatan tuntivolyymeistä 69 % tuntivolyymeista on alle 150 MWh/h, 47 % on alle 100 MWh/h, ja neljänä tuntina ei kaupattu lainkaan sähköä. Vuositasolla Elbas-markkinoiden volyymi on pieni, esimerkiksi vuonna 2003 se oli 0.6 TWh, tarkoittaa keskimäärin vain 68.5 MWh kaupankäyntivolyyymia tunnissa [39]. Vuosivolyymistä Suomen osuus oli 65.2 % [40]. Pienen volyymin takia Elbas-markkinoilla ei välttämättä ole tarjolla tarpeeksi edullisia myynti- tai ostotarjouksia suuren tuulivoiman määrän tarpeisiin.

Vaihtoehtoja Elbas-markkinoille

GreenNet on esittänyt suosituksen, että sähkön kaupankäyntiaikaa lyhennettäisiin lähemmäksi toimitustuntia tai day-ahead markkinat¹⁴ muuttuisivat jatkuviksi [41]. GreenNetin suositus voisi olla perusteltu esimerkiksi korkean tuulivoimaosuuden tapauksessa, jolloin nykyinen ELSPOT-markkina ei välttämättä ole kokonaisuuden kannalta tehokkain ratkaisu. Tuulivoiman asema paranisi suositusten toteuduttua, jolloin tuulivoiman tuotannon ennusteet voitaisiin tehdä lähempänä toimitustuntia. Tällöin tuulivoiman tuottajien tarve korjauskappojen tekemiseen vähenisi.

¹⁴ Markkinat joilla käydään kauppaa seuraavan päivän sähköstä. Suomessa nämä markkinat ovat ELSPOT-markkinat

3.3.2. Sähkötaseen korjaus Elbas-markkinoilla

Tässä kappaleessa esitetty Elbas-markkinoilla saavutettu hyöty tuulivoiman tuottajille on teoreettinen. Käytännössä saavutettu hyöty voi olla eri suuri kuin tässä kappaleessa esitetyt tulokset. Tämä johtuu siitä, että nykyisten Elbas-markkinoiden volyymit ovat pienet ja bilateraalin kaupankäyntimuoto aiheuttaa sen, että kauppahinnat voivat olla epäedullisia. Alla tarkastellaan toimivien Elbas-markkinoiden teoreettista kannattavuutta tuulivoiman tuottajille.

Elbas – laskussa on laskettu tuulivoiman tuottajien saama taloudellinen hyöty siitä, jos he myyvät kaiken tuotannon 2 tai 3 tuntia ennen toimitusta SPOT-hinnalla. Hyöty seuraa siitä, että tuulen tuotannon ennustevirhe pienenee tuntuvasti kun lähestytään toimitustuntia. Kuvan 9 vuonna 2001 Länsi-Tanskassa tehdyssä ennustuksessa käytetään oletusta, että tuotanto pysyy samana toimitustunnille asti. Sen mukaan ennustevirhe 3 tuntia ennen toimitusta on noin 25 % tuotannosta ja 2 tuntia ennen toimitusta se on noin 18 % tuotannosta.

Keskimääräisenä tuulivoimatuotannon ennustevirheenä oli Länsi-Tanskassa vuonna 2001 38 % tuotannosta [22]. Jos Elbas-markkinoilla on mahdollista myydä kaikki sähkö 2 tuntia ennen toimitusta, niin ennustevirhe pienenee kuvan 9 mukaan 38 %:sta 18 %:iin eli pienenemä on 20 % tuotannosta. Vastaavasti 3 tuntia ennen myyty sähkö pienentää ennustevirhettä 38 %:sta 25 %:iin eli pienenemä on 13 %. Ennustevirheen pienentymisestä seurannut hyöty tuulivoiman tuottajille lasketaan alla olevan kaavan mukaan.

$$\text{Ennustevirheen pienentymisestä seurannut hyöty} = e \times \text{Pienenemä} \times (P_{\text{tase}} - P_{\text{Elbas}}) \quad (14)$$

Yllä e tarkoittaa ennustevirheen osuutta systeemin poikkeaman suuntaan, pienenemä on joko 20 % tai 13 %, riippuen ennuste ajasta. $P_{\text{Tase}} - P_{\text{Elbas}}$ on Elbas-sähkön ja tasesähkön hinnan erotus (6.65 €/MWh). Kaavassa (14) oletetaan, että Elbas-sähkö on SPOT-sähkön

hintaista. Kaavan (14) mukaan 2 tuntia ennen myyty sähkö hyödyntää tuulivoiman tuottajia 0.65 €/MWh ja 3 tuntia ennen myyty sähkö 0.43 €/MWh. Taulukkoon 12 on koottu tulokset tuulivoiman tuottajien säästöarvioista kun tuulen tuotantoennusteet tehdään 2 tai 3 tuntia ennen toimitusta.

Taulukko 12. Tuulivoiman tuottajien säästö kun käytetään Elbas-sähköä tasesähkön sijasta. Säästö on laskettu tilanteille, joissa kaikki tuotanto myydään 2 tai 3 tuntia ennen toimitusta SPOT-hinnalla.

Aika toimitukseen (h)	2	3	<i>tuntia</i>
Tuulivoiman tuottajien säästö	0.67	0.43	€/ MWh

3.4. Muut tasesähkön käyttöön vaikuttavat tekijät

Edellisissä kappaleissa esitetyt tuulen nopeuden ennustaminen ja korjauskaupat vaikuttavat eniten tuulivoiman tasesähkön suhteellisen käytön määrään¹⁵. Tässä kappaleessa esitetään muita tasesähkön suhteelliseen käyttöön vaikuttavia tekijöitä, joita ovat vikatilanteet ja tuulisähkön varastointi. Puolestaan tasesähkön absoluuttisen käytön määrään vaikuttaa eniten tuulivoiman määrä, joka riippuu voimakkaasti tuulivoiman tuotannon kokonaiskustannuksista. Tuulivoiman määrään vaikuttavista tekijöistä ei kuitenkaan kerrota tämän enempää.

3.4.1. Käyttökatkot

Käyttökatkot lisäävät toimitusepävarmuutta ja siten tasesähkön käyttöä. Käyttökatkot aiheutuvat huoltotoimenpiteistä, erilaisista häiriöistä, jäätymisestä, sähköverkosta, vioista ja muista syistä, joista merkittävin katkojen aiheuttaja on vika [42].

Suomen tuotantotilastojen mukaan vuosina 1997 – 2005 seisokkiaikaa oli keskimäärin noin 5 % ajasta, eli tekninen käytettävyy¹⁶ oli keskimäärin noin 95 % [42]. Vikatilanteista aiheutuvat riskit vähenevät kun tuulivoimapuistoissa on useita voimaloita. Silloin yhden voimalan seisokki ei aiheuta niin mittavia ongelmia kuin pienen puiston tapauksessa, jolloin sähkön toimitus voi vaikeutua oleellisesti. Mikäli tuotantoennusteissa on mahdollista huomioida seisokit ja on hyvä tieto jatkuva-aikaisesta tuotantotilanteesta voimalakohtaisesti, niin suurin osa tästä 5 % keskimääräisestä seisokkiajasta voidaan ottaa mukaan ennusteisiin.

¹⁵ Tuulivoiman tasesähkön suhteellisen käytön määrä = (tuulivoiman käyttämä tasesähkön määrä) / (tuotettu tuulisähkön määrä)

¹⁶ Tekninen käytettävyy (%) = (tunnit – (seisokkiaika – sähköverkkohäiriöt))/tunnit [42]

3.4.2. Tuulisähkön varastointi

Tasesähkön käyttöä voidaan vähentää varastoimalla sähköä. Sähköä voidaan varastoida kun tarvitaan alassäätöä ja myydä kun tarvitaan ylössäätöä. Sähkön varastointimahdollisuuksia ovat veden pumppaus altaisiin, ilman puristaminen luolavarastoon ja elektrokemialliset pinnat. Veden varastointi voi olla käyttökelpoinen Suomen olosuhteissa, mutta puristustekniikka ja elektronikennot ovat heikommin soveltuvia varastointikeinoja. Ainakin Pohjoismaissa varastointikustannukset ovat korkeat ja siksi varastointi ei ole kovin kannattavaa ainakaan nykyisillä tasesähkön hinnoilla. Tarkempaa tutkimustietoa varastoinnista on muun muassa lähteessä [43]. Yhtenä toimivana ratkaisuna on yhdistää vesivoiman ja tuulivoiman tuotantoa siten, että vesivoiman tuotanto voi joustaa tuulivoiman tarpeiden mukaan. Esimerkiksi kun tuulivoima tuottaa ennustettua enemmän sähköä, niin silloin vesivoiman tuotantoa voidaan vähentää. Tämän käytännön etuna on se, että se ei vaadi veden pumppausta altaisiin.

4. Tasesähkön hinnoittelumallien vertailu

Tässä luvussa vertaillaan eri hinnoittelumalleista syntyneiden kustannusten suuruutta. Vertailtavat mallit ovat kaksihintamalli, yksihintamalli ja kolmantena uutena mallina yksihintamalli 50, jossa annetaan tuottajalle hyvitystä 50 %:sta edulliseen suuntaan¹⁷ poikenneesta sähköstä. Hinnoittelumallien vertailu keskittyy pääasiassa eri mallien tasesähkötalouden absoluuttisten ja suhteellisten suuruuksien esittelyyn ja vertailuun.

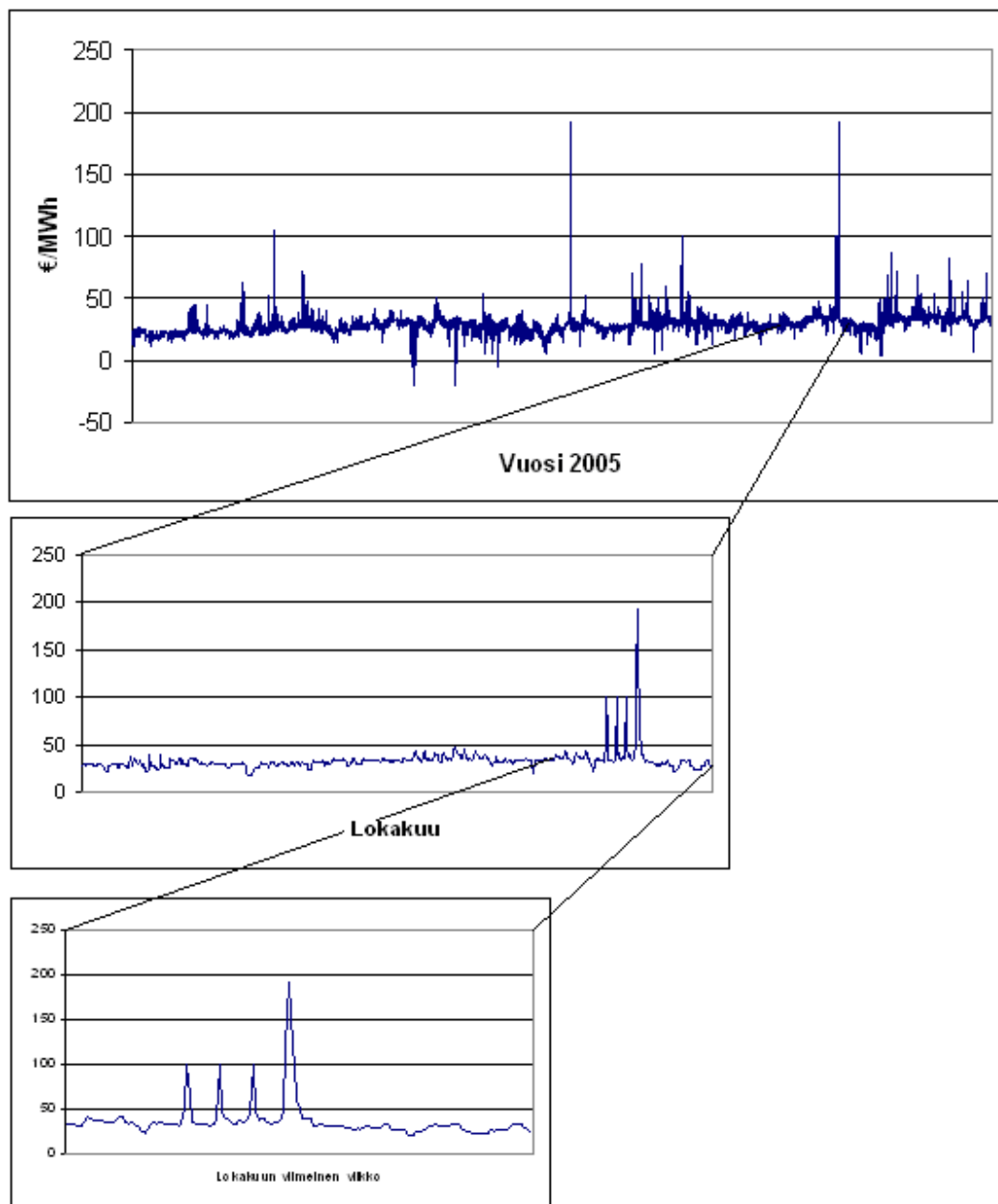
4.1. Hinnoittelumallien vertailussa käytetty data

Tässä työssä hinnoittelumallien vertailussa käytetään Suomen vuosien 2004 ja 2005 säätösähkö- ja tasesähköhintoja. Tässä kappaleessa esitellään tarkemmin vuoden 2005 hinnat. Esittelyn tarkoitus on antaa lukijalle yleinen käsitys tasehallinnan hinnoista ja erityisesti niiden stokastisuudesta.

Alassäättö hinnat

Kuvassa 19 on esitetty tasehallinnan alassäättö hinnat vuodelta 2005. Keskimääräinen alassäättö hinnan erotus SPOT-hintaan oli vuonna 2005 taulukon 1 mukaan 6.3 €/MWh sekä alassäättö hinnan ja SPOT-hinnan erotuksen keskihajonta oli 20.4 €/MWh. Tasehallinnan korkeiden tuntihintojen esille tuomiseksi on kuvassa 19 esitetty korkeita hintoja, jotka esiintyivät lokakuun viimeisellä viikolla. Hinnat olivat muutamina tunteina hyvin korkealla. Kyseisellä viikolla alassäättö hinnoissa oli kolme noin 100 €/MWh hintapiikkiä ja keskellä viikkoa oli neljä peräkkäistä tuntia, joiden hinta nousi yli 100 €/MWh. Näinä tunteina hinta kävi korkeimmillaan 192 €/MWh.

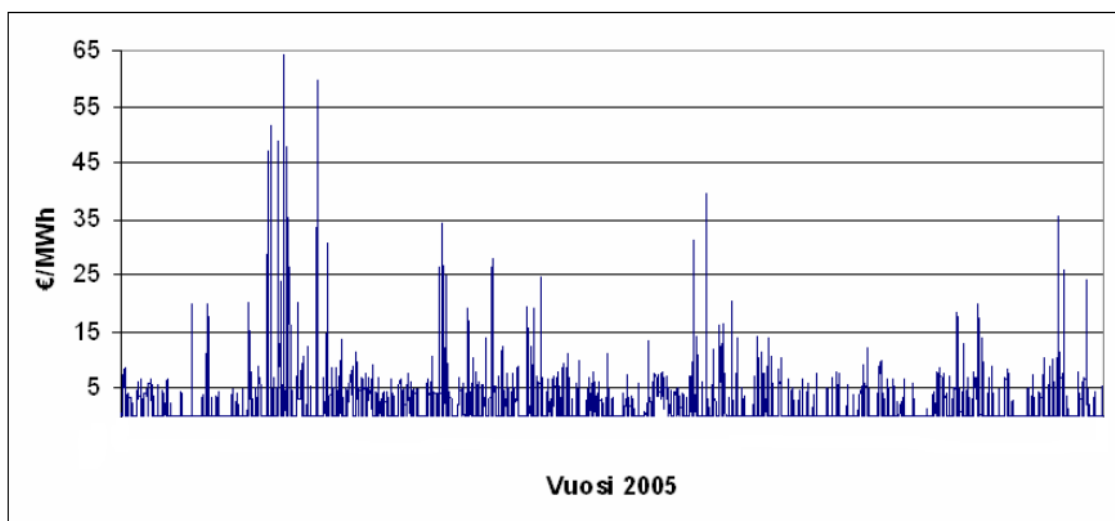
¹⁷ Poikkeaman suunnan edullisuus ja epäedullisuus on määritelty kappaleessa 2.8.



Kuva 20. Vuoden 2005 säätösähkön ja tasehallinnan alassäätöhinnat tuntikohtaisesti

Joskus tasesähkön hinnat voivat painua hyvin mataliksi. Matalin alassäätöhinta vuonna 2005 oli toukokuun ensimmäisenä päivänä, jolloin hinta painui negatiiviseksi (-20.02 € / MWh) kolmen tunnin ajaksi. Tämä tarkoittaa, että sähköntuottajille maksettiin tuotannon vähentämisestä.

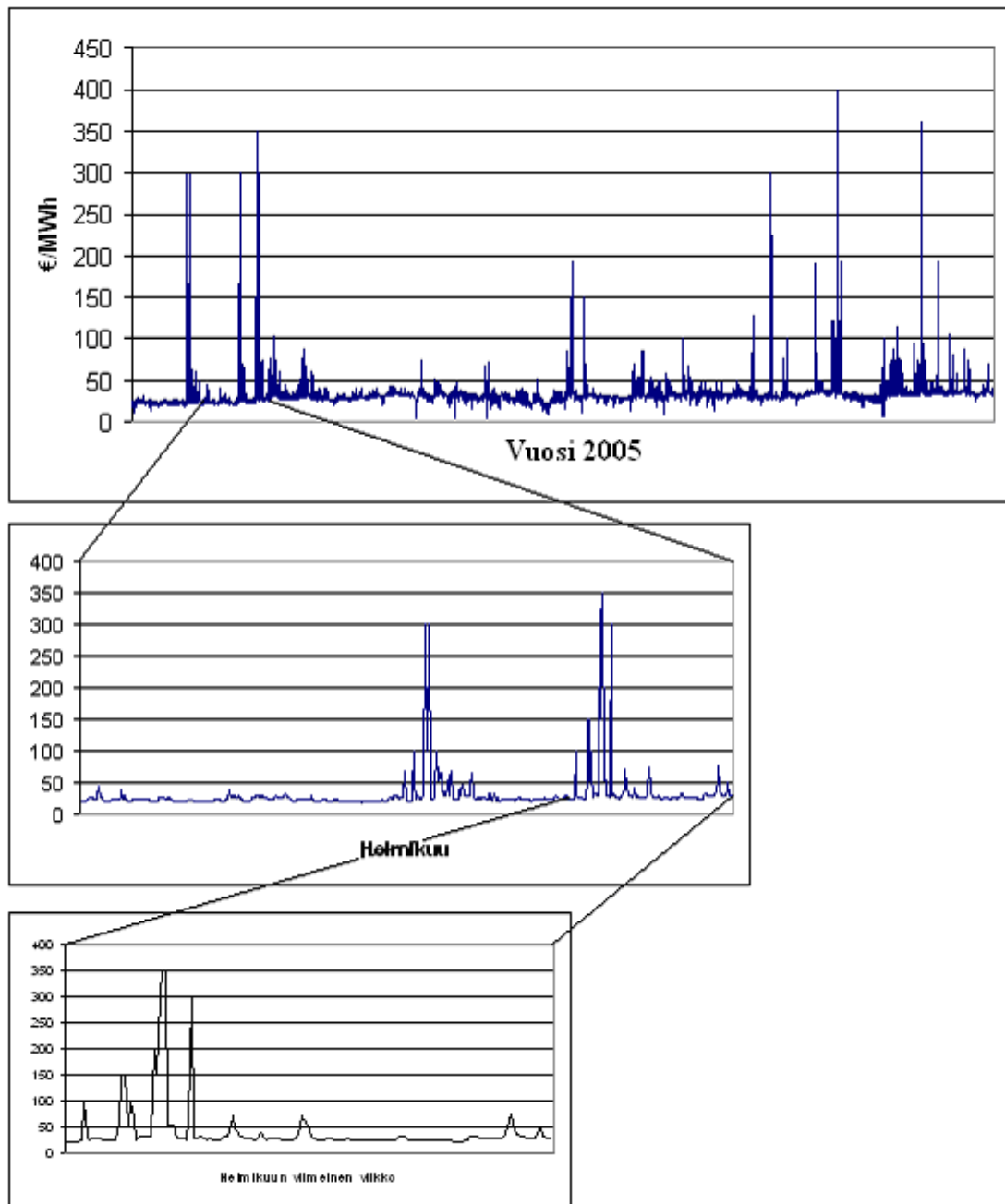
Alassäätohinta ja SPOT-hinta korreloivat voimakkaasti. Vuonna 2005 korrelaatio näiden välillä oli keskimäärin 87 %. Tästä voi päätellä, että korkean alassäätohinnan aikana SPOT-hinta saattaa olla myös korkea. Vähentämällä SPOT-hinta alassäätohinnasta saadaan kuvan 21 erotus, joka kuvastaa realistisemmin alassäätohinnan taloudellista vaikutusta tuulivoiman tuottajalle kuin pelkkä alassäätohintaa. Vertaamalla kuvia 20 ja 21 voi havaita, että vähentämällä SPOT-hinta alassäätohinnasta häviävät yli 100 €/MWh hintapiikit. Jos tuottaja joutuu maksamaan korkeaa alassäätohintaa, niin joinakin tunteina se saa vastaavasti korkean SPOT-hinnan sähköstä. Kuvasta 21 näkyy, että vuonna 2005 alassäätohinnan ja SPOT-hinnan erotus oli joinakin tunteina yli 25 €/MWh ja suurin hinta oli noin 65 €/MWh. Kuitenkin suurin osa nolasta eroavista erotuksista oli luokkaa 5 €/MWh.



Kuva 21. Vuoden 2005 tuntikohtainen alassäätohinnan ja SPOT-hinnan erotus

Ylössäätohinnat

Kuvassa 22 on esitetty tasehallinnan ylössäätohinnat vuodelta 2005. Keskimääräinen SPOT-hinnasta eroava ylössäätohintaa oli vuonna 2005 taulukon 1 mukaan 7.0 €/MWh ja ylössäätohinnan keskihajonta oli 21.4 €/MWh.

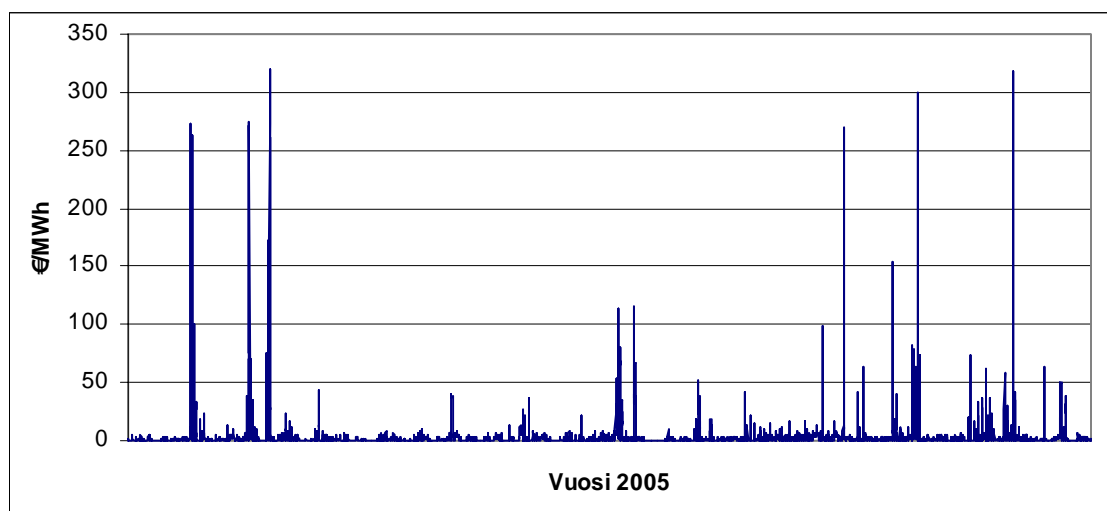


Kuva 22. Vuoden 2005 tuntikohtaiset säätösähkön ja tasehallinnan ylössäätöhinnat. Piste (1147 €/MWh, 8.12.2005 klo 16) on jätetty pois.

Tasehallinnan korkeiden ylössäätöhintojen esiintuomiseksi on kuvassa 22 erotettu helmikuun viimeinen viikko, jolloin ylössäätöhinta nousi viiden peräkkäisen tunnin ajaksi yli 150 €/MWh. Ennen edellä mainittua viiden tunnin jaksoa helmikuussa oli neljän

tunnin jakso, jolloin ylössäätohinta kohosi kolmena tuntina yli 100 euron ja tunnin ajan yli 50 €/MWh. Korkeita tuntihintoja esiintyy kuitenkin harvoin, sillä kuvan 22 mukaan ylössäätohinta pysyi alle 50 €/MWh 96 % vuoden 2005 tunneista. Korkeita tuntihintoja on tutkittu tarkemmin kappaleessa 2.7. Matalin ylössäätohinta vuonna 2005 oli 18. toukokuuta, jolloin hinta oli 3.51 €/MWh. Samana päivänä hinta oli neljän tunnin ajan alle 7 €/MWh.

Vaikka ylössäätohinta olisi korkea, niin tuulivoiman tuottaja saattaa saada kompensoivaa korkeaa hintaa samalla tunnilla myydystä SPOT-sähköstä. Vuonna 2005 korrelaatio ylössäätohinnan ja SPOT-hinnan välillä oli 52 %, joka viittaa siihen että ylössäätohinnan ollessa korkea myös SPOT-hinta saattaa olla korkea. Tällaisessa tapauksessa korkea SPOT-hinta kompensoi tasehallinnassa aiheutuneita korkeita maksuja. Kuvassa 23 on esitetty vuoden 2005 ylössäätohinnot, kun niistä on vähennetty kyseisen tunnin SPOT-hinta. Erotus kuvastaa realistisemmin ylössäätohinnan taloudellista vaikutusta tuulivoiman tuottajalle kuin pelkkä ylössäätohinta.



Kuva 23. Vuoden 2005 tuntikohtainen ylössäätohinnan ja SPOT-hinnan erotus. Palkki 1132.25 €/MWh, 8.12.2005 klo 16 on jätetty pois.

Yli 100 €/MWh hintapiikit vähenevät kuvien 22 ja 23 välillä 59:stä 27:ään, mutta yli 200 €/MWh hintapiikit vähenevät kuvien välillä 19:stä 17:ään. Tämä viittaa siihen, että kun

ylössäätohinta on yli 200 €/MWh, niin tuulivoiman tuottaja saa pienellä todennäköisyydellä korkeaa kompensoivaa hintaa samalla tunnilla myydystä SPOT-sähköstä. Kun taas ylössäätohinta on yli 100 €/MWh, niin tuulivoiman tuottaja saa huomattavalla todennäköisyydellä kompensoivaa korkeaa hintaa samalla tunnilla myydystä SPOT-sähköstä.

Huomautuksia hintatietoihin

Tekniseen vertailuun syntyy epävarmuutta tasesähköhintojen vuosittaisesta vaihtelusta. Taulukossa 1 on vuosien 2004 ja 2005 säätösähkö ja tasesähköhinnat erotuksena SPOT-hinnasta. Taulukon 1 hinnat vuosien 2004 ja 2005 välillä ovat hyvin erilaiset ja etenkin hintojen keskihajonnat poikkeavat paljon toisistaan. Tämän perusteella laskussa käytetyt vuoden 2005 hintatiedot eivät ole yleistettävissä muiden vuosien hintatiedoiksi.

Laskelmissa ei ole huomioitu kuukausimaksuja, jotka kasvattavat tasesähkömaksuja. Kuukausimaksujen suuruus on 1000 €/kk kullekin kaupankäyntiin osallistuvalla toimijalla [14]. Kuukausimaksujen osuus kaikista tasehallinnan maksuista on arvioitu alla.

$$\frac{N_{tasevast} \times N_{kuukausia} \times C_{kk}}{(N_{tasevast} \times N_{kuukausia} \times C_{kk} + C_{ave} \times Ene)} \approx 2.5\%, \quad (15)$$

jossa luvun 2.5. mukaan tasevastaavien lukumäärä $N_{tasevast}$ on 21, kuukausien lkm vuodessa $N_{kuukausia}$ on 12 kk ja kuukausimaksu C_{kk} on 1000 €/kk. Taulukon 1 mukaan vuosien 2004 ja 2005 keskimääräinen tasesähkön hinta C_{ave} on 5.55 €/MWh. Vuoden 2005 tasehallinnassa käsitelty sähkön määrä Ene on saatu laskemalla ensin taulukon 2 vuosien 2001 - 2002 keskimääräinen tasehallinnassa käsitelty sähkön määrä. Tämän jälkeen sähkön kulutuksen on oletettu olevan suoraan verrannollinen tasesähkön käyttöön, jolloin vuoden 2005 tasesähkön arvoksi Ene saadaan 1 780 000 MWh. Kaavasta (15) saatu tulos kertoo, että vuoden 2005 osalta hinnoittelumallien teknisessä vertailussa ei ole huomioitu kuukausimaksuista muodostuvaa maksuerää, joka on noin 2.5 % kaikista tasesähkömaksuista.

4.2. Hinnoittelumallien aiheuttamat kustannukset

Tässä kappaleessa tuulivoiman tuottajille sovellettujen tasesähkön hinnoittelumallien vertailussa tutkitaan luvussa 2.8 esitettyjä hinnoittelumalleja, jotka ovat: kaksihintamalli, yksihintamalli ja yksihintamalli 50. Näiden mallien synnyttämät kustannukset lasketaan kappaleessa 4.1 esitettyä dataa käyttäen.

Hinnoittelumalleille on tehty variaatioita sen mukaan, mihin suuntaan tuulivoiman tuottajien taseet poikkeavat sähköverkon taajuuden poikkeamaan nähden. Kappaleen merkinnöissä merkintä ($x \% / (100-x) \%$) tarkoittaa, että poikkeamasta $x \%$ on poikennut edulliseen suuntaan sähköverkon taajuuden poikkeamaan nähden.

Absoluuttiset kustannukset

Kuvissa 24, 25 ja 26 on laskettu tasesähkökustannus riippuen ennustevirheestä. Koko ennustevirheen on oletettu jäävän tasehallinnan korjattavaksi. Kuvien ennustevirheet vaihtelevat välillä 0 - 300 000 MWh, joka voisi tulla kyseeseen hieman alle 2 % tuulivoimaosuudella kokonaissähkön tuotannosta. Silloin kun tuulivoima ei dominoi tasevirhettä määrän osalta ennustevirheiden on oletettu jakautuvan pitkällä aikavälillä tasaisesti tasapainon poikkeaman suuntaan ja sille vastakkaiseen suuntaan. Silloin pätevät hinnoittelumallit (50/50). Ennustevirheistä aiheutuneet kustannukset on laskettu seuraavassa esitetyillä kaavoilla.

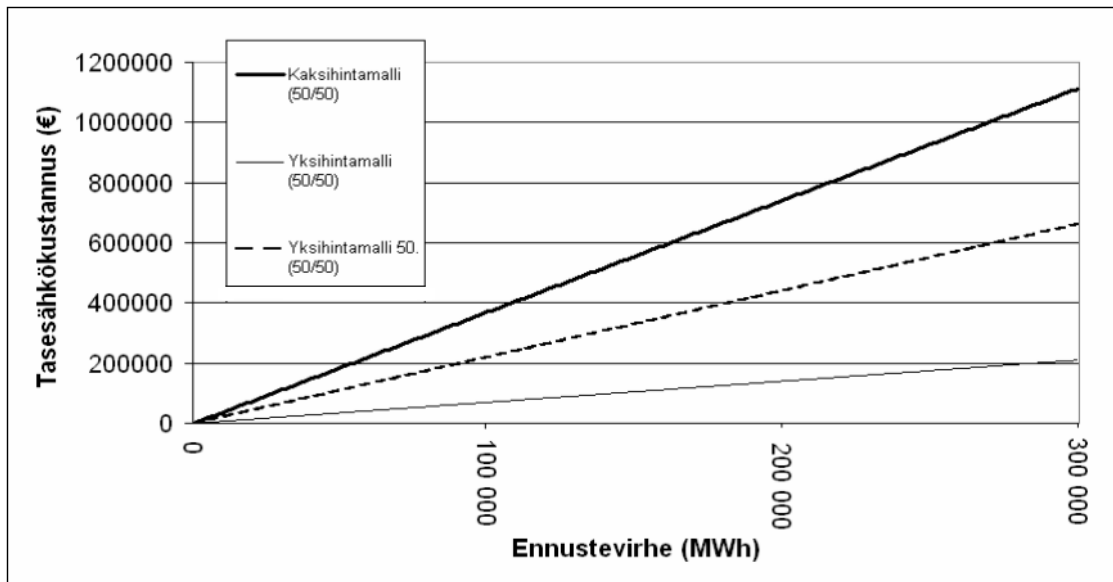
$$C_{\text{Kaksihinta}} = \alpha_{2005} Q e P_{\text{ylös}} + (1 - \alpha_{2005}) e Q P_{\text{alas}} + Q P_{\text{volyyymi}} \quad (16)$$

$$C_{\text{Yksihinta}} = \alpha_{2005} Q e P_{\text{ylös}} + (1 - \alpha_{2005}) e Q P_{\text{alas}} + Q P_{\text{volyyymi}} - (1 - e) Q (\alpha_{2005} P_{\text{ylös}} + (1 - \alpha_{2005}) P_{\text{alas}}) \quad (17)$$

$$C_{\text{Yksihinta50}} = \alpha_{2005} Q e P_{\text{ylös}} + (1 - \alpha_{2005}) e Q P_{\text{alas}} + Q P_{\text{volyyymi}} - 0.5 \times (1 - e) Q (\alpha_{2005} P_{\text{ylös}} + (1 - \alpha_{2005}) P_{\text{alas}}) \quad (18)$$

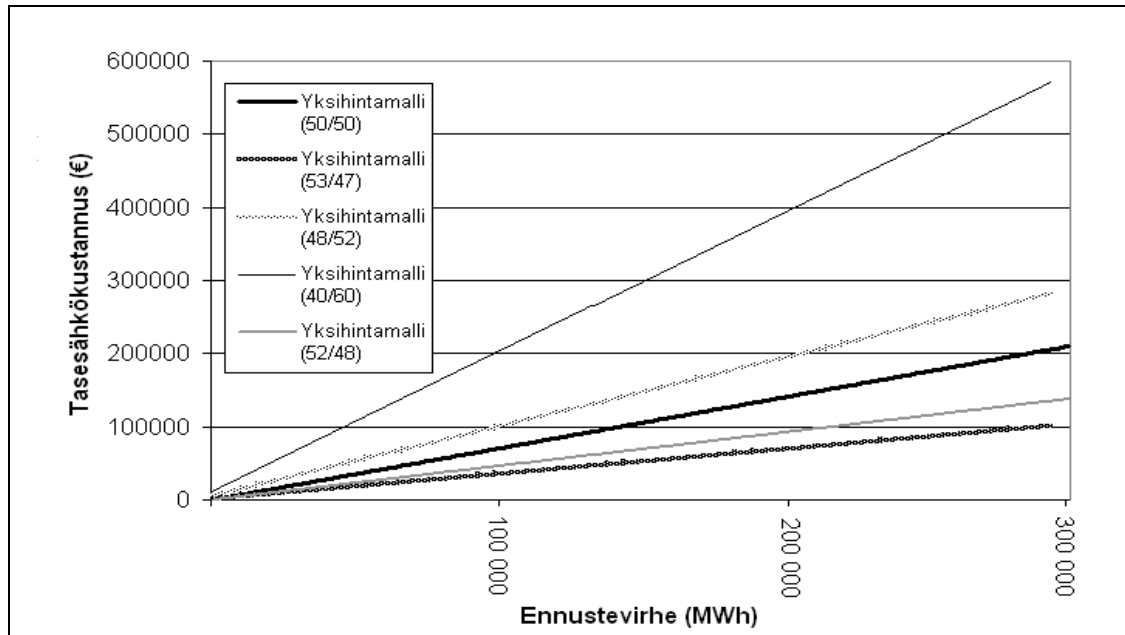
joissa $C_{\text{yksihinta}}$ on yksihintamallin aiheuttama kustannus, $C_{\text{kaksihinta}}$ on kaksihintamallin aiheuttama kustannus ja $C_{\text{yksihinta50}}$ on yksihintamalli 50 aiheuttama kustannus. α_{2005} (= 0.59) on ylössäätömäärän osuus vuonna 2005 koko säätömarkkinoilla käydestä säädöstä. e on ennustevirheistä aiheutuneen sähkötaseen poikkeaman osuus sähköverkon taajuuden poikkeaman suuntaan. Q on ennustevirhe (MWh). $P_{\text{ylös}}$ & P_{alas} ovat taulukossa 1 esitetyt vuoden 2005 keskimääräiset ylös- ja alassäätöhinnot. Hinnat ovat erotuksia SPOT-hinnasta. P_{volyyymi} on volyymimaksu 0.7 €/MWh, joka kohdistuu kaikissa laskutapauksissa koko tasehallinnassa käsiteltyyn ennustevirheeseen. Kaavat (17) ja (18) eroavat siinä, että yksihintamalli 50 hyvittää 50 %:sta sähköverkon kannalta edulliseen suuntaan poikenneesta sähköstä. Vastaavasti yksihintamalli antaa hyvitystä kaikesta sähköverkon taajuuden kannalta edulliseen suuntaan olevasta tasepoikkeamasta. Kuvassa 24 on esitetty kaavojen (16), (17) ja (18) avulla lasketut tasesähkökustannukset

hinnoittelumalleille kaksihintamalli, yksihintamalli ja yksihintamalli 50 kun poikkeama jakautuu tasaisesti (50/50).



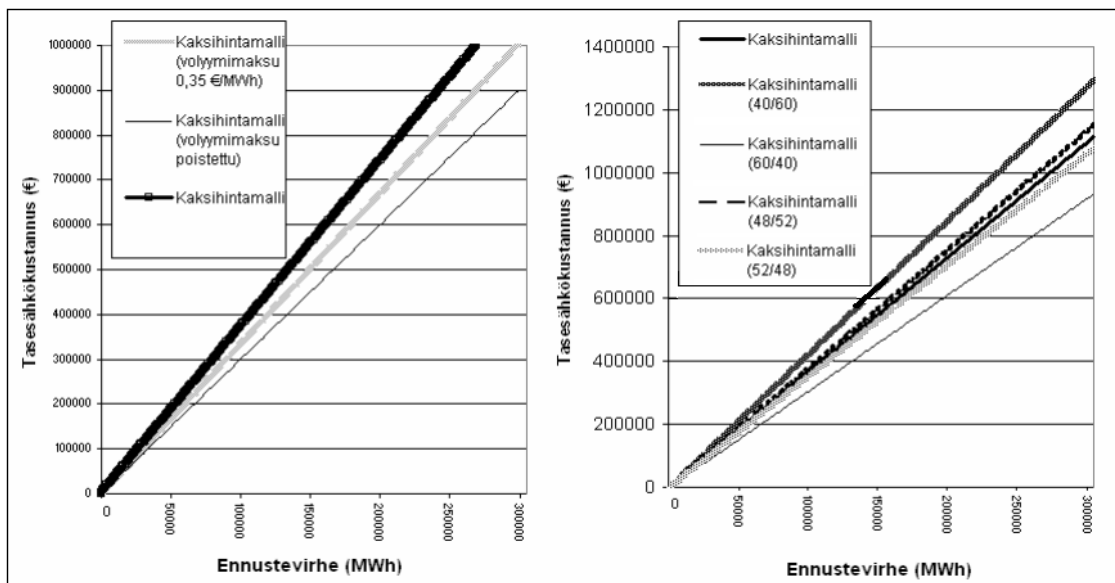
Kuva 24. Kolmen eri hinnoittelumallin tasesähkökustannukset ennustevirheen mukaan

Kuvassa 25 on esitetty yksihintamallin kustannukset kaavan (17) mukaan. Kuvaan 25 on piirretty useita erilaisia yksihintakäyriä, joiden jyrkkyyteen vaikuttaa ennustevirheen suunta. Suunta on joko sähköverkon taajuutta tasapainottava tai epätasapainottava.



Kuva 25. Yksihintamalli eri poikkeaman suunnilla (jälkimmäinen suluissa olevista luvuista kertoo sähkötaseen poikkeaman osuuden sähköverkon taajuutta epätasapainottavaan suuntaan)

Kuvassa 26 on tarkasteltu nykyisin tasehallinnassa käytettyä kaksihintamallia. Kaksihintamallista on piirretty eri variaatioita riippuen ennustevirheen suunnasta ja volyymimaksusta.

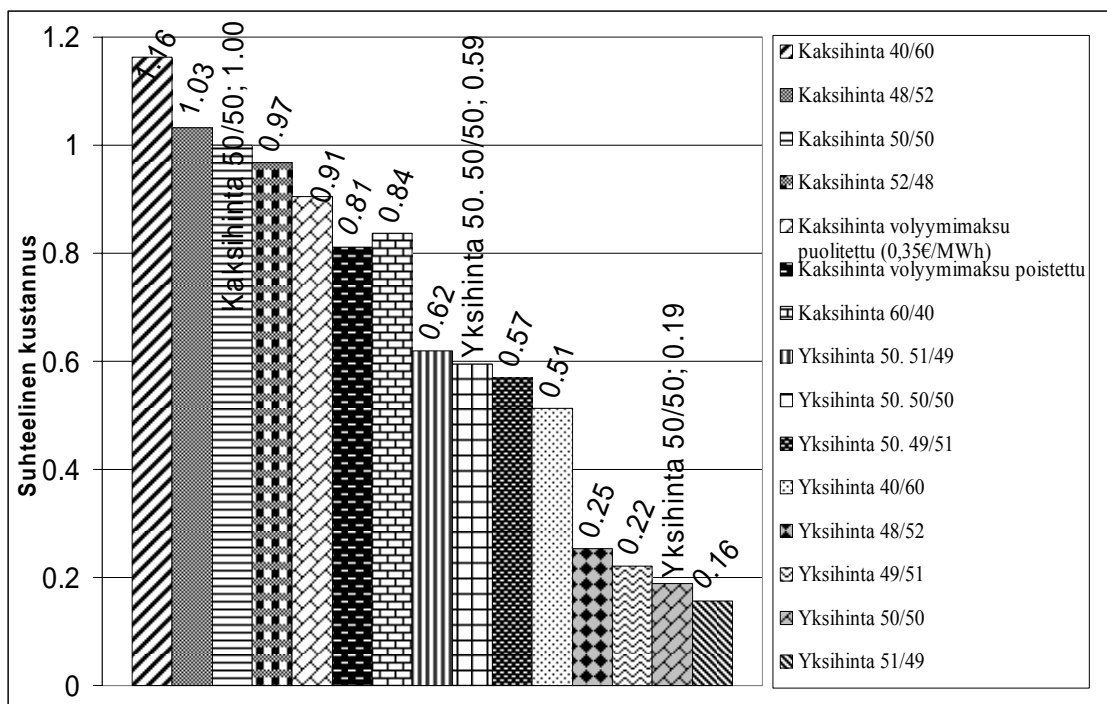


Kuva 26. Kaksihintamallin variaatiot

Kuvassa 26 on piirretty tilanne, jossa ennustevirheestä 60 % poikkeaa sähköverkon poikkeaman suuntaan. Tällöin tasesähkömaksuja joudutaan maksamaan enemmän kuin (50/50) tilanteessa. (40/60) poikkeama voi tulla kyseeseen kun sähköjärjestelmässä on huomattava määrä tuulivoimaa. Tällöin tuulivoiman absoluuttinen ennustevirhe voi olla niin merkittävä, että se määrää voimakkaasti koko systeemin poikkeaman suuntaa.

Suhteelliset kustannukset

Kuvissa 24, 25 ja 26 on esitetty absoluuttisia kustannuksia, jotka eivät havainnollista kunnolla eri mallien kustannusten suhdetta. Suhteellisia kustannuksia on havainnollistettu kuvassa 27 ja taulukkoon 13 on koottu kustannukset tuulivoimalla tuotettua megawattituntia kohden. Kuvan 27 kustannukset on laskettu suhteuttamalla kaavoilla (16), (17) ja (18) lasketut eri tilanteiden kustannukset tilanteen kaksihintamalli (50/50) kustannuksiin. Kaksihintamalli (50/50) saa arvon yksi ja muut tilanteet ovat yli tai alle yhden. Esimerkiksi jos tilanteen arvo on 0.9, niin se tarkoittaa, että kyseinen tilanne aiheuttaa tuulivoiman tuottajille 10 % kaksihintamallia kevyemmät kustannukset ennustevirheiden jakautuessa 50/50. Kuvan 27 yksihintamallin aiheuttamat kustannukset ovat vain 19 % nykyisin käytössä olevan kaksihintamallin kustannustasosta kun ennustevirheen synnyttämä sähkötaseen poikkeama jakautuu tasaisesti sähköverkon taajuuden poikkeamaan nähden eli (50/50). Verrattaessa yksihintamalli 50 kustannuksia kaksihintamallin kustannuksiin laskevat kustannukset 41 % kun poikkeama jakautuu (50/50).



Kuva 27. Eri hinnoittelumallien suhteelliset kustannukset tuulivoiman tuottajalle

Jakamalla kaavoilla (16), (17) ja (18) eri tilanteille lasketut kustannukset tuulivoimalla tuotetulla sähkön määrällä saadaan taulukossa 13 esitetyt tulokset. Taulukon 13 laskelmat on tehty vuoden 2005 lisäksi vuodelle 2004. Tällöin kaavoissa (16), (17) ja (18) on käytetty taulukon 1 hintatietoja vuodelta 2004 ja ylössäädön osuutena α_{2004} on käytetty 78 % kokonaissäädöstä. Taulukon 13 tummennettuja tilanteita käytetään työn lopputuloksissa. Näissä tilanteissa tuulivoiman aiheuttama ennustevirhe poikkeaa nettotasepoikkeamaa¹⁸ tasapainottavaan suuntaan 43, 35, 26 tai 17 prosenttia, tuulivoiman määrästä riippuen. Edellä esitetyt neljä lukua ovat lähes samat riippumatta käytetystä ennustevirheaikasarjasta, jotka on saatu joko kolme tuntia tai päivää ennen toimitusta tehdystä ennusteesta.

¹⁸ Laskussa on käytetty vuoden 2004 nettotasepoikkeamaa

Taulukko 13. Tasesähkökustannus (erotus SPOT-hinnasta) tuulivoiman tuottajille per tuotettu sähkömäärä (€/MWh). Ylimmän rivin merkinnät tarkoittavat seuraavaa. Ennustevirheinä on ollut 25 % ja 38 % prosenttia tuotannosta.

Hinnoittelumalli	Vuosi	Virhe	Vuosi	Virhe	Vuosi	Virhe	Vuosi	Virhe
	2004	25 %	2004	38 %	2005	25 %	2005	38 %
	€/MWh		€/MWh		€/MWh		€/MWh	
Kaksihintamalli 40/60	0.67		1.01		1.08		1.64	
Kaksihintamalli 48/52	0.60		0.91		0.96		1.45	
Kaksihintamalli 50/50	0.58		0.89		0.93		1.41	
Kaksihintamalli 52/48	0.57		0.86		0.91		1.36	
Kaksihintamalli 43/57	0.64		0.98		1.03		1.57	
Kaksihintamalli 35/65	0.71		1.07		1.15		1.75	
Kaksihintamalli 26/74	0.78		1.19		1.29		1.96	
Kaksihintamalli 17/83	0.85		1.29		1.42		2.16	
Kaksihinta. Ei volyymimaksua	0.41		0.62		0.75		1.14	
Kaksihinta. 0.35€/MWh volyymimaksu	0.50		0.76		0.84		1.28	
Kaksihinta 60/40	0.50		0.76		0.78		1.18	
Yksihinta 50/50	0.18		0.27		0.18		0.27	
Yksihintamalli 51/49	0.16		0.24		0.14		0.22	
Yksihintamalli 52/48	0.14		0.22		0.11		0.17	
Yksihintamalli 53/47	0.13		0.19		0.08		0.13	
Yksihintamalli 49/51	0.19		0.29		0.21		0.31	
Yksihintamalli 48/52	0.21		0.32		0.24		0.36	
Yksihintamalli 40/60	0.34		0.51		0.48		0.72	
Yksihintamalli 43/57	0.29		0.44		0.39		0.59	
Yksihintamalli 35/65	0.42		0.64		0.63		0.95	
Yksihintamalli 26/74	0.57		0.86		0.90		1.36	
Yksihintamalli 17/83	0.72		1.09		1.17		1.77	
Yksihinta 50. 50/50	0.38		0.58		0.55		0.84	
Yksihinta 50. 49/51	0.37		0.56		0.53		0.80	
Yksihinta 50. 51/49	0.39		0.60		0.57		0.87	
Yksihintamalli 50. 43/57	0.47		0.71		0.71		1.08	
Yksihintamalli 50. 35/67	0.56		0.86		0.89		1.35	
Yksihintamalli 50. 26/74	0.67		1.02		1.09		1.66	
Yksihintamalli 50. 17/83	0.78		1.19		1.29		1.97	

Suomessa on tehty aikaisemmin tutkimus tuulivoiman tuottajille kohdistuneista tasesähkömaksuista. Sen mukaan tuulivoiman tuottajien tasesähkömaksut ovat 0.84 €/MWh kun ennustevirhe on 40.8 % tuotannosta ja 0.62 €/MWh kun ennustevirhe on 30.9 % tuotannosta [20]. Tutkimus on tehty vuonna 2004 ja kustannukset on laskettu kullekin tunnille erikseen, joka tekee laskelmista tarkempia kuin taulukon 13 laskelmat.

Taulukossa 13 ja muissa edellisissä hinnoittelumallien vertailuissa on esitetty yksihintamalli 50:n kustannukset, mutta sen lisäksi voi tarkastella mitä tahansa muuta mallia, jonka perusteella saadaan hyvitystä tietystä osasta sähköverkon taajuuden kannalta edulliseen suuntaan poikenneesta tuotannosta. Yksi vaihtoehto on esimerkiksi yksihintamalli 75. Periaatteessa tällä tavalla voidaan siis valita mikä tahansa tasehallinnan kustannustaso.

Edellisissä kustannuslaskuissa vuoden 2005 ylössäädön osuus oli 59 % kokonaissäädöstä. Tutkitaan miten tasesähkökustannukset tuulivoimalla tuotettua megawattituntia kohden muuttuvat kun α_{2005} muuttuu ± 10 %. Tutkimus toteutetaan tilanteelle kaksihintamalli (50/50) ennustevirheen ollessa 25 %. Kun α_{2005} on 10 % alle 0.59:n eli 0.53, niin kustannus muuttuu 0.93 eurosta per megawattitunti 0.92 euroon per megawattitunti. α_{2005} kasvaessa 10 %, eli sen arvon ollessa 0.65 ei kustannus muutu lainkaan 0.93 eurosta per megawattitunti. Laskuesimerkin perusteella voi päätellä, etteivät ylössäätöosuuden kohtuulliset vaihtelut vaikuta juurikaan tasesähkökustannuksiin, kun laskelmissa käytetään vuoden 2005 tasehallinnan hintakeskiarvoja.

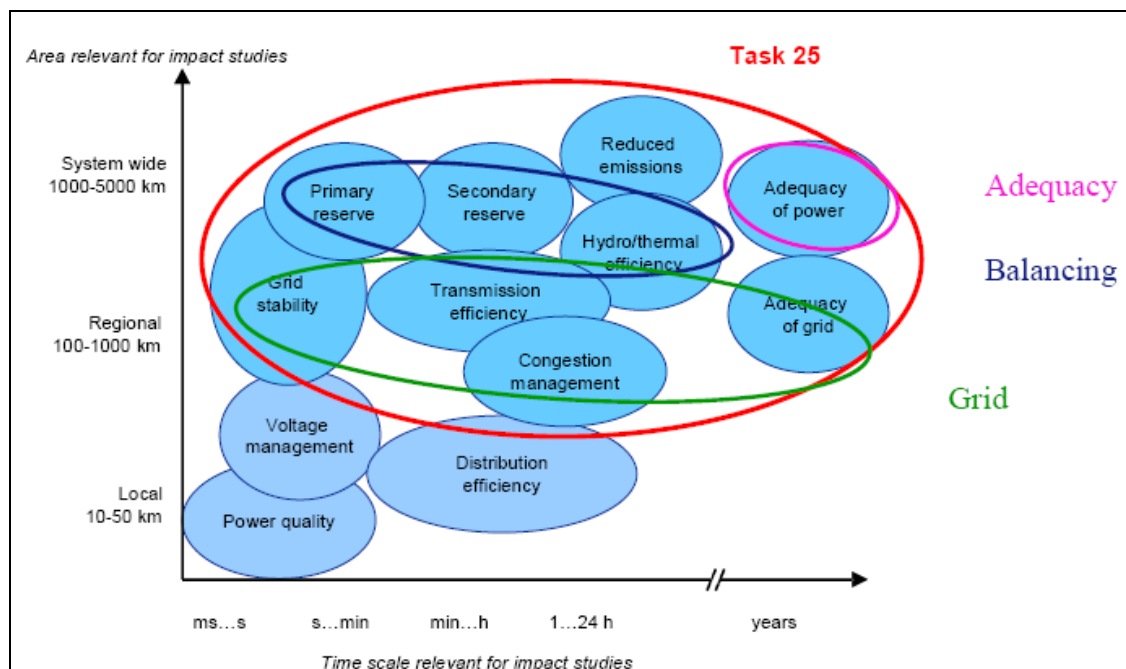
5. Suuren tuulivoimaosuuden vaikutuksia järjestelmävastaavalle

Tässä luvussa esitetään suuren tuulivoiman määrän vaikutuksia järjestelmävastaavalle. Järjestelmävastaavan tehtävänä on ylläpitää sähköverkon taajuuden tasapainoa, jota varten se käyttää tarjouksia säätösähkömarkkinoilta ja joissain tilanteissa myös omia reservejä. Luvun tärkeimpänä antina tuodaan esille miten suuri tuulivoima määrä vaikuttaa näiden reservien käyttöön ja käytöstä aiheutuneisiin kustannuksiin. Aikaisemmin on arvioitu, että alle 5 % tuulivoimaosuudella kustannusvaikutukset systeemivastaavalle ovat hyvin pieniä [22], [44]. Tuulivoimaosuuden kasvaessa korkeammaksi kustannusten suuruus kuitenkin kasvaa. GreenNetin raportissa¹⁹ on esitetty, että tuulivoimasta aiheutuu kustannuksia järjestelmävastaavalle 2 - 4 € / MWh alle 10 % tuulivoimaosuudella ja 5 - 6 € / MWh yli 20 % tuulivoimaosuudella [41]. Pohjoismaille tehdyssä kustannusarviossa 10 % tuulivoiman osuus lisäisi reservikustannuksia 1 €/MWh ja 20 % tuulivoiman osuus lisäisi kustannuksia 2 €/MWh [22]. IEA:n usealle eri maalle tehdyssä arviossa tuulivoiman osuuden kasvaessa aina 30 % asti vaihtelivat järjestelmävastaavalle aiheutuneet kustannukset 1 – 4 €/MWh välillä [45].

¹⁹ GreenNetin arviot ovat tehty Saksan, Tanskan, Espanjan, Ranskan, Kreikan, Hollannin, Iso-Britannian ja Irlannin sähköjärjestelmien perusteella

5.1. Suuren tuulivoimaosuuden lyhyen ja pitkän aikavälin vaikutukset

Kappaleessa esitetään tuulivoiman integroinnista aiheutuvia vaikutuksia systeemivastaavalle riippuen niiden aikaskaalasta ja maantieteellisestä vaikutusetaisuudesta. Kuvassa 28 on esitetty suuren tuulivoiman määrän vaikutuksia niiden laajuuden ja ajan mukaan.



Kuva 28. Merkittävän tuulivoiman määrän integroinnin vaikutukset etäisyyden ja ajan mukaan [45]

Tuulivoiman järjestelmävastaavalle aiheuttamat vaikutukset ovat pääasiassa haittavaikutuksia. Kuvassa 28 esitetään hyötyvaikutuksena vähentyneet päästöt, mutta ne eivät kohdistu sähköjärjestelmään. Sähköjärjestelmälle aiheutuneet haitat voidaan jakaa kahteen osaan, lyhyen ja pitkän aikavälin vaikutuksiin, jotka ovat esitetty tarkemmin alla [45].

Lyhyen aikavälin vaikutuksiin kuuluvat:

- jännitteen hallinta
 - tarvitaan nopeasti reagoivia reservejä

- aikaskaala ulottuu aina muutamiin minuutteihin
- jaksottaiset häviöt
 - epäoptimaalinen CHP tai vesireservien käyttö
 - aikaskaala 1- 24 tuntia
- siirto / jakelukustannukset tai edut
 - aikaskaala 1 – 24 tuntia
 - vaikutusalue: systeemialue / paikallinen alue
- reservit
 - primääri-²⁰ ja sekundäärisäätö²¹
 - tuulifarmi voi tuottaa osittain
 - vaikutusalue: systeemialue
 - aikaskaala muutamista minuuteista tuntiin
- hylätty energia
 - tuulivoima saattaa tuottaa ylimääräistä energiaa, jota verkko ei voi kantaa
 - vaikutusalue: systeemialue
 - aikaskaala muutamia tunteja

Pitkän aikavälin vaikutuksia ovat:

- systeemin luotettavuus
 - sähkön riittävyys
 - vaikutusalue: systeemialue
 - aikaskaala vuosia

²⁰ Taajuutta tukeva säätö, joka tapahtuu automaattisesti taajuuden poiketessa nimellisarvostaan [10]

²¹ Manuaalinen ylös- tai alassäätö, joka toteutetaan pohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla [10]

5.2. Järjestelmävastaavan reservit

Sähköverkon taajuuden ylläpitoa rajoittaa sitä varten käytössä olevien reservien määrä. Näitä reservejä ovat säätösähkömarkkinoille tarjotut reservit ja järjestelmävastaavien eli Suomessa Fingridin reservit. Fingridin yhtenä tehtävänä on arvioida että reservit riittävät ja että säätösähkömarkkinoilla on tarpeeksi tarjouksia. Kappaleessa esitetään Fingridin reservit ja arvioidaan niiden lisatarve kun tuulivoimaa integroidaan sähköjärjestelmään huomattava määrä.

5.2.1. Fingridin reservit

Taajuuden säätöön Suomen järjestelmävastaavalla eli Fingridillä on käytössä reservejä, jotka voidaan kytkeä käyttöön tarvittaessa tai vastaavasti reservejä, joita voidaan kytkeä pois käytöstä tarvittaessa. Seuraavassa on esitetty järjestelmävastaavan reservit. [46], [47]

1. Taajuusohjattu käyttöreservi. Frequency Controlled Normal Operation Reserves (FCNOR). Nämä reservit aktivoidaan kokonaisuudessa rajoilla 49.9 ja 50.1 Hz. Reserveillä tasataan tavalliset poikkeamat toimitustunnin aikana, jotka syntyvät tuotannon ja kulutuksen epätasapainosta.
2. Taajuusohjattu häiriöreservi. Frequency Controlled Disturbance Reserves (FCDR). Aktivoidut vikatilanteessa, tai esimerkiksi voimalaitoksen kaatuessa. Nämä reservit alkavat aktivoitua taajuuden laskiessa 49.9 Hz alapuolelle. Ne ovat aktivoituneet kokonaan taajuuden mennessä rajan 49.5 Hz alapuolelle.
3. Nopea häiriöreservi. Fast Active Disturbance Reserves, FADR aktivoidut manuaalisesti ja palauttavat FCDR- reservit alkuperäiseen tilaan kun ne ovat käytetty. Näiden reservien on kyettävä merkittävään tehon muutokseen 10 minuutin aikana.

Fingrid maksaa korvausta sen käyttämistä reserveistä. Taulukossa 14 on esitetty korvaussummat.

Taulukko 14. Fingridin käytössä olevista reserveistä maksettu korvaus [46], [48]

<i>Reservi*</i>	<i>Korvaukset</i>
Taajuusohjattu käyttöreservi (FCNOR)	<ul style="list-style-type: none"> - Tuotantoyksiköille 3.5€/MWh (31.12.2007 asti) ja 3.8€/ MWh (1.1.2007 – 31.12.2010) - Vuosikorvaus 7500 €/ MW, a - Käyttöreservejä Suomessa 137 MW
Taajuusohjattu häiriöreservi (FCDR)	<ul style="list-style-type: none"> - Tuotantoyksiköille 0.8 €/ MWh (31.12.2007 asti) ja 0.85 €/ MWh (1.1.2008 – 31.12.2010) - Vuosikorvaus 4000 €/ MW, a - Häiriöreservejä on Suomessa 240 MW
Nopea häiriöreservi (FADR)	<ul style="list-style-type: none"> - 0.3 €/ MWh ennen Olkiluoto 3 koekäytön alkamista ja 0.4 €/ MWh Olkiluoto 3 koekäytön alkamisen jälkeen. - Vuosikorvaus 1500 €/ MW, a - Fingridin omat kaasuturbiinivoimalaitokset (n. 650 MW) ja irtikytkettäväkuorma (n. 390 MW)

*Taulukossa esitettyjen reservien lisäksi Fingridillä on käytössä loistehoreservejä.

Päälle kytkettävien reservien lisäksi Fingridillä on irtikytkettäviä reservejä. ”Taajuusohjattuna ja nopeana häiriöreservinä toimivista irtikytkettävistä kuormista on sovittu puunjalostus-, kemian- ja metalliteollisuusyritysten kanssa. Sopimusten yhteenlaskettu teho on noin 1000 MW ja ne ovat voimassa vuosina 2005 - 2015.” [46]

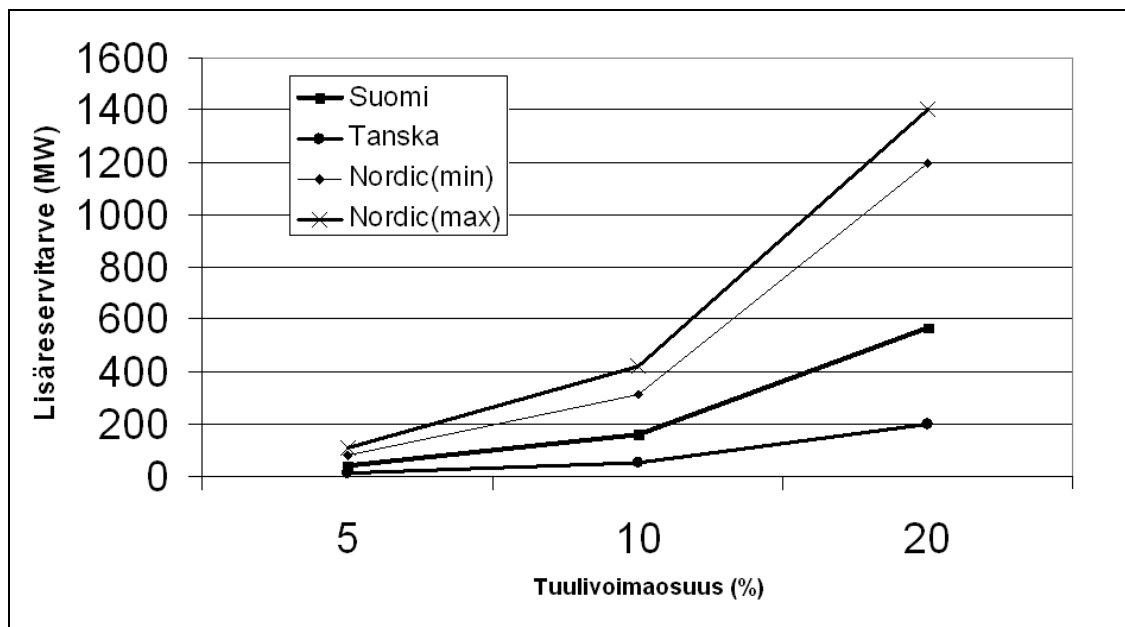
5.2.2. Fingridin käytössä olevien reservien lisätarve

Tuulivoima ei vaikuta Nordelin²² eikä Fingridin häiriöreserveihin, koska nämä mitoitetaan suurimman yksittäisen vian perusteella ja tuulipuistot ovat alle 1000 MW yksiköissä. Tuulivoiman vaikutus hetkelliseen, taajuusohjattuun reserviin on myös arvioitu pieneksi, koska laajan tuulivoiman tehonvaihtelut sekuntitasolla ovat pieniä. [22]

²² Nordel on pohjoismaisten järjestelmävastaavien yhteistyöorganisaatio

5.3. Säättösähkömarkkinoiden kapasiteetin lisätarve

Suuren tuulivoiman määrän integrointi voi lisätä järjestelmävastaavan säättösähkön kysyntää sähköverkon taajuuden ylläpitämiseksi. Lisääntyneen säättösähkön kysynnän johdosta tarvitaan lisäreservejä, jotka lisäävät säättösähkön tarjontaa. Kuvassa 29 on esitetty säättösähkömarkkinoilla tarvittu lisäreservitarve kun tuulivoimaosuus on 5, 10 tai 20 % [22].



Kuva 29. Säättösähkömarkkinoiden lisäreservitarve (MW) tuulivoimaosuuden funktiona [22]

Kuvan 29 mukaan säätösähkömarkkinoiden lisäreservitarve (nopea reservi²³) on 40 MW jos tuulivoimaa on Suomen järjestelmässä 5 %. Ja vastaavasti lisäreservitarve on 160 MW 10 % tuulivoimaosuudella. Näin pienet lisäreservitarpeet säätösähkömarkkinoille ovat todennäköisesti helposti irrotettavissa vanhasta olemassa olevasta kapasiteetista. Näin on käynyt muun muassa Espanjassa ja Irlannissa. Espanjassa ja Irlannissa on paljon tuulivoimaa²⁴, mutta maiden nopeiden reservien lisätarve ei ole kasvanut tulivoiman integroinnin seurauksesta [49]. Kuitenkin maiden olemassa olevan nopean reservin kapasiteetin käyttö on lisääntynyt. Olemassa olevan kapasiteetin käytön lisäys on aiheuttanut kustannuksia, mutta uuden nopean reservin hankintaan ei ole ollut tarvetta.

Olemassa olevan kapasiteetin käytön lisääntyminen voi tarkoittaa Suomen osalta vesivoiman käytön lisäämistä. Vesivoima on Suomessa toimivin säätösähkön tuotantomuoto, koska se on nopea ottaa käyttöön. Toisaalta se sopii säätövoimaksi myös tasaisen tehokäyrän vuoksi. Vesivoiman riittävydestä tasesähköksi ei ole tehty tarkkaa tutkimusta, mutta Kiviluoma ja Holtinen ovat esittäneet varovaisen arvion, että sähkötaseen säätely ei kuulu suurimpiin tuulivoiman aiheuttamiin ongelmiin järjestelmässä, jossa vesivoima ja tuulivoima tukevat toisiaan [52].

²³ Nopeilla reserveilla tarkoitetaan tässä säätösähkömarkkinoilla tarjottavia 10 minuutissa aktivoituja reserveja

²⁴ Espanjan tuulivoimaosuus sähkönkulutuksesta oli vuonna 2005 6.5 % sähköntuotannosta ja Irlannin 4.0 % sähköntuotannosta [50], [51]

5.4. Nettotasepoikkeaman kasvu ja sen korjauksesta aiheutuneet kustannukset

Tässä kappaleessa esitetään kustannuksia, jotka aiheutuvat säätösähkömarkkinoita varten olemassa olevan kapasiteetin käytön lisääntymisestä. Kustannukset lasketaan suuren tuulivoiman määrän aiheuttaman nettotasepoikkeaman kasvun perusteella. *Suomen nettotasepoikkeama on kaikkien Suomessa toimivien osapuolten sähkön tuotannon/hankinnan sekä kulutuksen/myynnin välinen erotus.* Nettotasepoikkeaman kasvu lisää järjestelmävastaavan säätösähkön käytöstä aiheutuneita kustannuksia.

Tässä kappaleessa suuren tuulivoiman määrän integroinnista aiheutuneelle nettotasepoikkeaman kasvulle lasketaan korjauskustannus kun koko nettotasepoikkeama korjataan säätösähkömarkkinoilta hankitulla sähköllä. Korjauskustannusta verrataan säätösähkömarkkinoilla korjattuun vuoden 2004 toteutuneen nettotasepoikkeaman kustannuksiin, ja tuloksena saadaan suuren tuulivoiman määrän aiheuttama kustannus nettotasepoikkeaman korjaamisesta.

VTT:ltä on saatu laskelmia varten tuntikohtainen aikasarja, jossa on yhdistetty usean eri alueen ennustevirheet. Alueiden yhteinen nimellisteho on 9 MW. Kunkin alueen ennustevirhedata on vuodelta 2004, kun ennuste on tehty 3 tuntia ennen toimitusta. Yhdistetylle ennustevirheelle on laskettu tuntikohtainen ennustevirhe per nimellisteho (MW) ja skaalattu se vastaamaan 500, 1000, 2000 ja 4000 MW tuulivoimakapasiteetteja. VTT:n 3h ennustuksella koko vuoden keskimääräinen ennustevirhe on 5.3 % nimellistehosta. VTT 3h ennustevirhedatan lisäksi laskelmissa on käytetty usealta eri tuulivoiman tuotantoalueelta eri puolilta rannikkoa yhdistettyä ennustevirhettä, jonka suuruus päivää ennen tehdyissä ennusteissa (n. 12 - 36h²⁵) on 7.7 % nimellistehosta. Ennustevirhedatan lisäksi laskelmissa on tarvittu vuoden 2004 toteutunutta nettotasepoikkeamaa ja siirtokapasiteetteja sekä fyysisiä siirtoja Ruotsin ja Suomen välillä. Nettotasepoikkeamadata on saatu Fingridiltä ja fyysiset siirrot ja siirtokapasiteetit

²⁵ Päivää ennen tehdyt ennusteet tehdään siten, että tuotantotarjoukset ehditään jättää markkinoille 12 – 36 tuntia ennen toimitustuntia. Tästä johtuen ennusteet pitää tehdä jonkin verran aikaisemmin. Käytännössä ennusteajat voivat sen vuoksi olla jonkin verran pidemmät kuin (12 – 36h).

on saatu Fingridin web-sivuilta [53]. Laskelmissa vuoden 2004 data on tarkalleen ajanjaksolta 2004.01.03 klo 02:00 - 2004.12.30 klo 00:00, jolloin aivan kaikkia vuoden 2004 tunteja ei ole otettu huomioon.

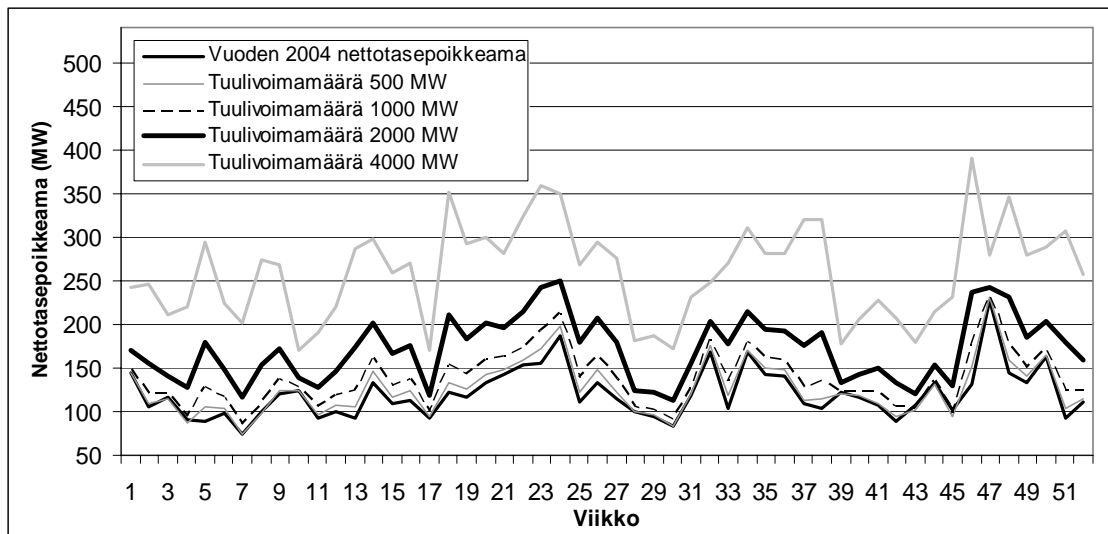
5.4.1. Nettotasepoikkeama viikkokeskiarvoina

Eri tuulivoiman määrien aiheuttamat tuntikohtaiset nettotasepoikkeamat on laskettu seuraavasti.

1. VTT:ltä saadut tuulivoiman ennustevirheaikasarjat vuodelta 2004 on skaalattu vastaamaan 500, 1000, 2000 ja 4000 MW kapasiteetteja. VTT:n aikasarjat ovat yhteensä 9 MW tuulivoimakapasiteetista. Aikasarjassa, jonka ennustevirhe on 5.3 % nimellistehosta, jakautuu 9 MW kapasiteetti usealle eri maantieteelliselle alueelle ja sen tuotantoennuste on tehty 3 tuntia ennen toimitusta. Aikasarjassa, jonka ennustevirhe on 7.7 % kapasiteetista, jakautuu 9 MW kapasiteetti usealle eri alueelle ja sen tuotantoennuste on tehty päivää ennen toimitusta (12 – 36 tuntia).
2. Skaalatut tuntikohtaiset ennustevirheet (yksiköissä MW) on lisätty vuoden 2004 tuntikohtaiseen nettotasepoikkeama aikasarjaan.
3. Lopputuloksena on saatu vuoden 2004 kuvitteellinen nettotasepoikkeama, kun Suomessa on kuvitteellisesti erisuuruisia määriä tuulivoimaa. Tuulivoiman ennustevirheenä on pidetty joko 5.3 % tai 7.7 % nimellistehosta.

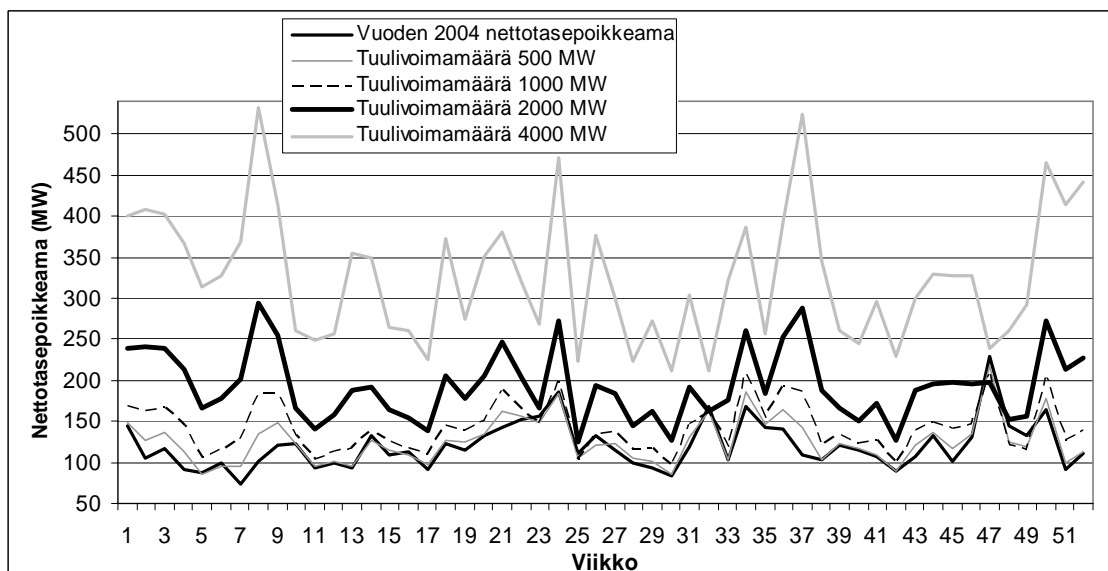
Nettotasepoikkeaman viikkokeskiarvot ovat laskettu vuoden 2004 kuvitteellisesta nettotasepoikkeamasta, jossa tuulivoimaa on ollut eri määriä. Aluksi kuvitteellisen nettotasepoikkeaman arvoista on otettu itseisarvo, jonka jälkeen on laskettu kullekin viikolle itseisarvojen keskiarvot. Kuvassa 30 on esitetty Suomen vuoden 2004 nettotasepoikkeama viikkokeskiarvoina²⁶.

²⁶ Viikkokeskiarvot on laskettu ottamalla itseisarvot tuntikohtaisista nettotasepoikkeama-arvoista



Kuva 30. Nettotasepoikkeama, joka on laskettu vuoden 2004 nettotasepoikkeamien itseisarvojen viikkokeskiarvojen perusteella. Usean alueen yhdistettynä ennustevirheenä on 5.3 % nimellistehosta (VTT 3h).

Kuvan 30 mukaan nettotasepoikkeaman muutos näkyy vähäisenä 500 MW tuulivoiman määrällä. Yli 2000 MW tuulivoiman määrillä muutokset ovat selkeämmin havaittavissa. Kuvassa 31 on esitetty vuoden 2004 nettotasepoikkeama kun ennustevirhe on 7.7 % nimellistehosta.

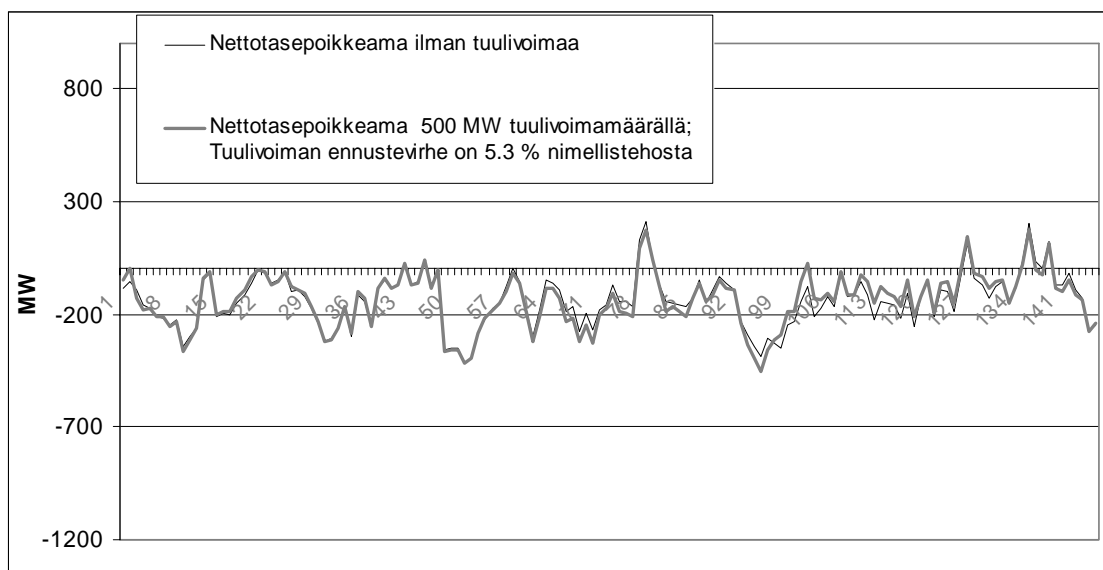


Kuva 31. Nettotasepoikkeama on laskettu vuoden 2004 nettotasepoikkeamien itseisarvojen viikkokeskiarvojen perusteella. Usean alueen yhdistettynä ennustevirheenä on 7.7 % nimellistehosta (n. 12 - 36 tuntia ennen toimitusta tehty ennuste).

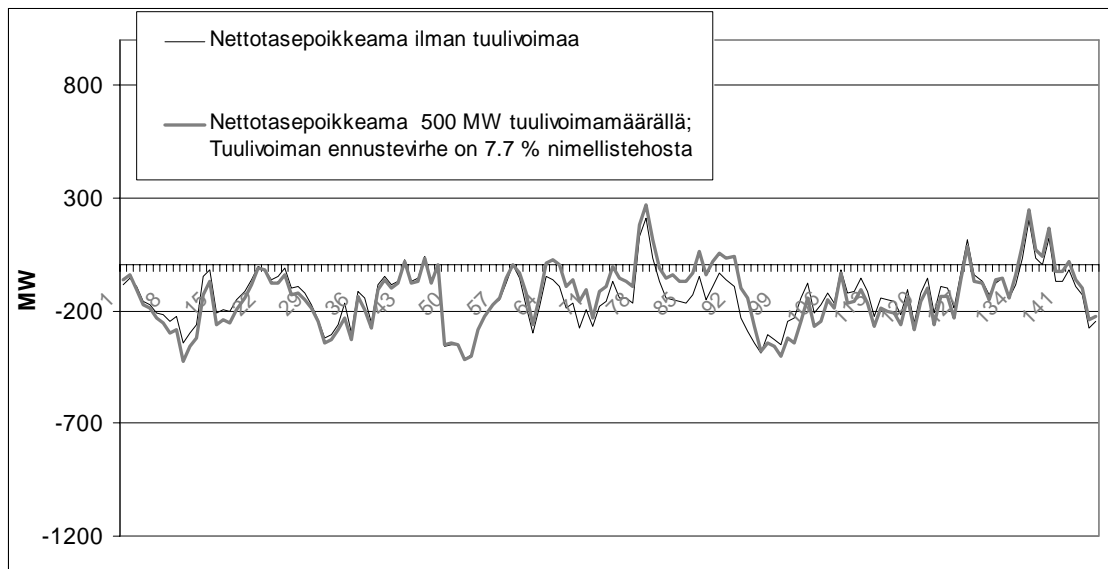
Kuten kuvan 30, niin myös kuvan 31 muutokset näyttävät pieniltä 500 MW tuulivoiman määrällä, mutta 2000 MW tuulivoiman määrällä muutokset ovat selkeämmin havaittavissa. Seuraavaksi tarkastellaan lyhyen ajanjakson nettotasepoikkeaman muutoksia, kun tuulivoimaa on lisätty sähköjärjestelmään eri määriä.

5.4.2. Lyhyen ajanjakson nettotasepoikkeamat

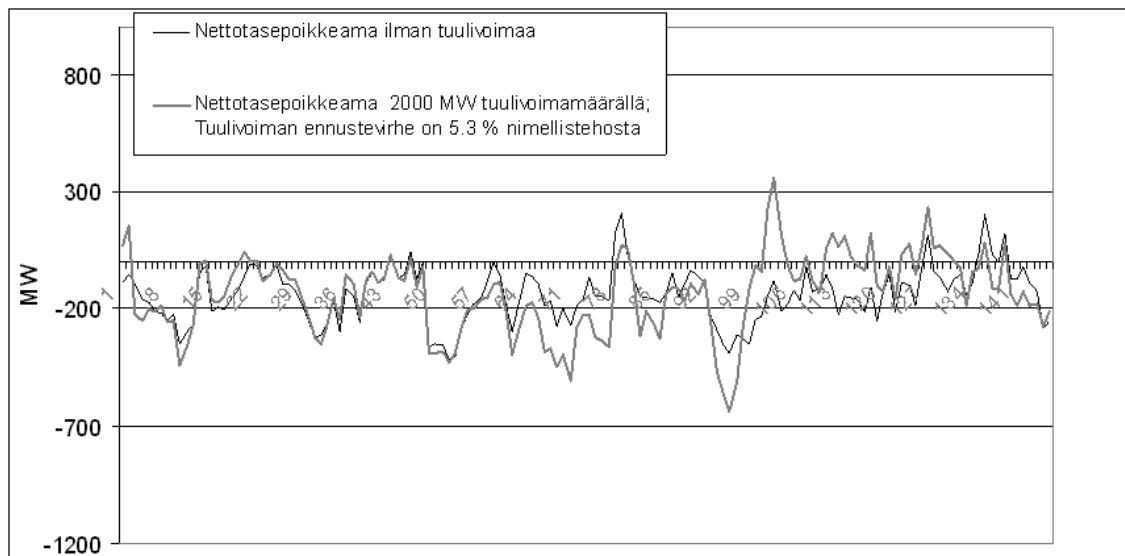
Lyhyen ajanjakson nettotasepoikkeamat on esitetty, jotta suuren tuulivoiman määrän aiheuttaman nettotasepoikkeaman kasvusta saisi käsityksen tuntitasolla. Y-akselin skaalaksi on valittu -1200 – 1000 MW ja x-akselin skaalaksi on valittu ajanjakso 4.1.2004 klo 01 - 10.1.2004 klo 04. Kuvista 32 -37 on esitetty nettotasepoikkeaman kasvu mainitulla aikajaksolla kun tuulivoimaa lisätään sähköjärjestelmään 500, 2000 tai 4000 MW ja ennustevirhe on joko 5.3 tai 7.7 % nimellistehosta.



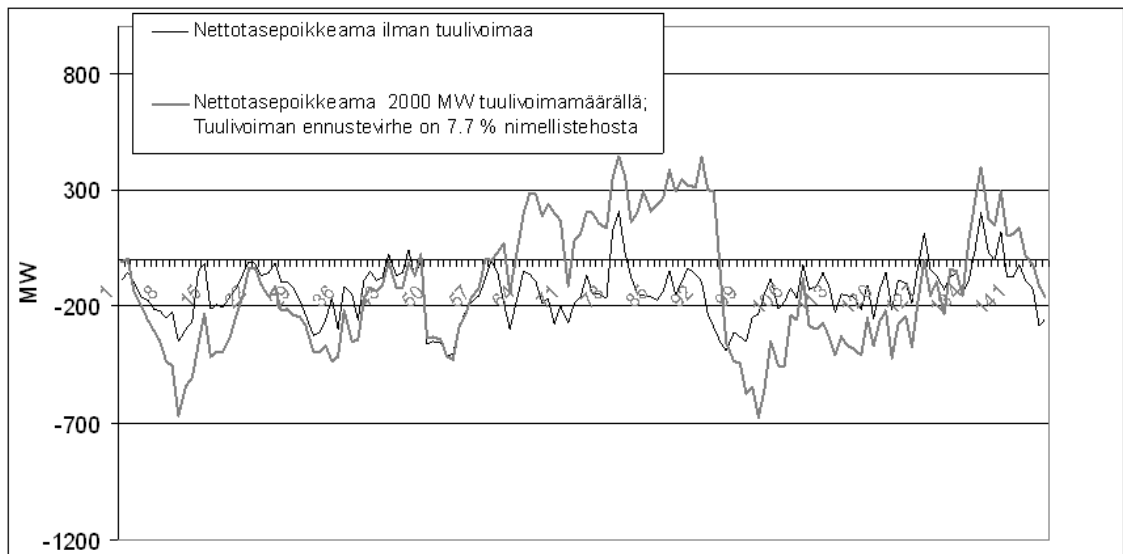
Kuva 32. Nettotasepoikkeama 500 MW tuulivoiman määrällä ajanjaksolla 4.1.2004 klo 01 - 10.1.2004 klo 04 (yht: 146 tuntia). Usean alueen yhdistettynä ennustevirheenä on 5.3 % nimellistehosta (VTT 3h).



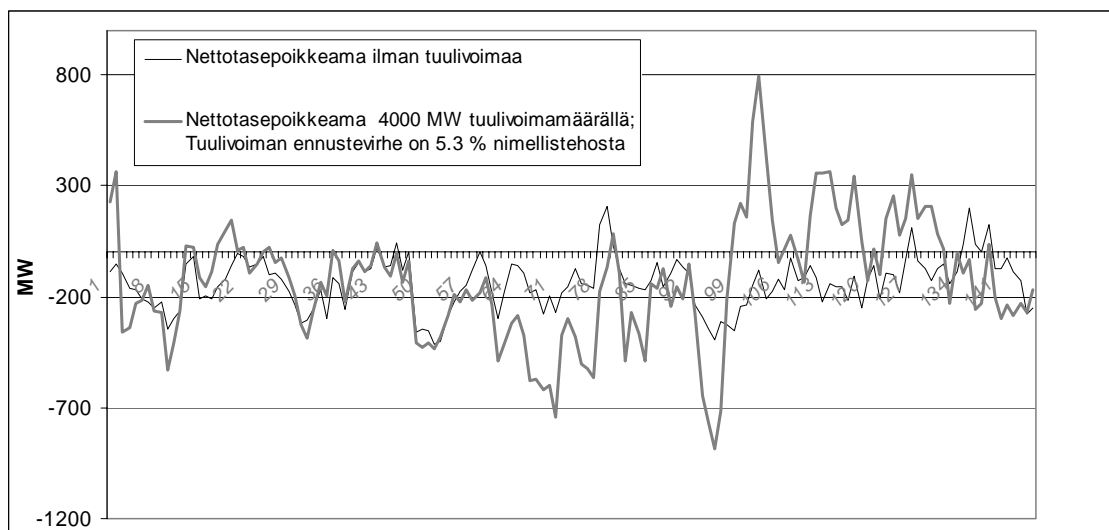
Kuva 33. Nettotasepoikkeama 500 MW tuulivoiman määrällä ajanjaksolla 4.1.2004 klo 01 - 10.1.2004 klo 04 (yht: 146 tuntia). Usean alueen yhdistettynä ennustevirheenä on 7.7 % nimellistehosta (n. 12 - 36 tuntia ennen toimitusta tehty ennuste).



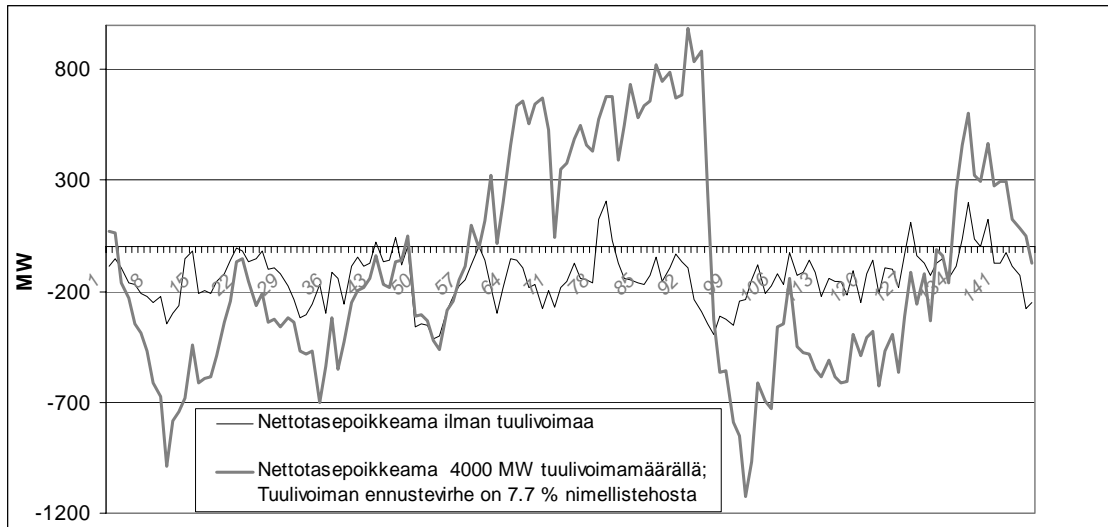
Kuva 34. Nettotasepoikkeama 2000 MW tuulivoiman määrällä ajanjaksolla 4.1.2004 klo 01 - 10.1.2004 klo 04 (yht: 146 tuntia). Usean alueen yhdistettynä ennustevirheenä on 5.3 % nimellistehosta (VTT 3h).



Kuva 35. Nettotasepoikkeama 2000 MW tuulivoiman määrällä ajanjaksolla 4.1.2004 klo 01 - 10.1.2004 klo 04 (yht: 146 tuntia). Usean alueen yhdistettynä ennustevirheenä on 7.7 % nimellistehosta (n. 12 - 36 tuntia ennen toimitusta tehty ennuste).



Kuva 36. Nettotasepoikkeama 4000 MW tuulivoiman määrällä ajanjaksolla 4.1.2004 klo 01 - 10.1.2004 klo 04 (yht: 146 tuntia). Usean alueen yhdistettynä ennustevirheenä on 5.3 % nimellistehosta (VTT 3h).



Kuva 37. Nettotasepoikkeama 4000 MW tuulivoiman määrällä ajanjaksolla 4.1.2004 klo 01 - 10.1.2004 klo 04 (yht: 146 tuntia). Usean alueen yhdistettynä ennustevirheenä on 7.7 % nimellistehosta (n. 12 - 36 tuntia ennen toimitusta tehty ennuste).

Kuvissa 32 – 37 näkyy sama ilmiö kuin kuvissa 30 ja 31. 500 MW tuulivoiman määrällä nettotasepoikkeaman kasvu ei erotu paljoa, mutta yli 2000 MW tuulivoiman määrällä kasvu erottuu selkeämmin.

Taulukoihin 15 ja 16 on kerätty vuoden 2004 ja lyhyen ajanjakson keskiarvoluvut ja hajontalukutiedot. Taulukoiden mukaan keskiarvoluvut kasvavat tasaisesti kun tuulivoiman määrä kasvaa. Taulukoiden viimeisillä riveillä on suhdelukuja. Ne kertovat kuinka hyvin edellä esitetyt lyhyen ajanjakson kuvat kuvaavat tyypillistä lyhyttä ajanjaksoa tarkasteluvuonna. Jos suhdeluku on yksi, niin se viittaa siihen, että kyseinen lyhyt ajanjakso on tyypillinen ajanjakso vuonna 2004. Keskihajontaan liittyvät suhdeluvut ovat pääasiassa jonkin verran yhden alapuolella ja keskiarvoon liittyvät suhdeluvut ovat jonkin verran yhden yläpuolella. Tämän perusteella voi päätellä, että kuvissa 32 – 37 esitetyt nettotasepoikkeamat ovat melko tyypillisiä vuoden 2004 nettotasepoikkeamia.

Taulukko 15. Keskihajonta- ja keskiarvoluvut lyhyen ajanjakson ja koko vuoden (2004) osalta. Ennustevirhe on 5.3 % nimellistehosta.

Hajonta- ja keskiarvoluvut ajanjaksolle: 4.1.2004 klo 01 – 10.1.2004 klo 04					
	2004 nettotasepoikkeama	+500MW	+1000MW	+2000MW	+4000MW
Keskihajonta (MW)	99.6	119.8	131.0	168.5	270.8
Keskimääräinen poikkeama (MW)	152.5	149.6	150.8	168.7	235.4
Hajonta- ja keskiarvoluvut koko vuoden ajanjaksolle					
	2004 nettotasepoikkeama	+500MW	+1000MW	+2000MW	+4000MW
Keskihajonta (MW)	146.6	152.4	165.9	209.5	327.9
Keskimääräinen poikkeama (MW)	120.8	126.5	137.8	171.7	260.0
Lyhyen ajanjakson arvojen suhde koko vuoden arvoihin					
Keskihajontojen suhde	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8
Keskiarvojen suhde	1.3	1.2	1.1	1.0	0.9

Taulukko 16. Keskihajonta- ja keskiarvoluvut lyhyen ajanjakson ja koko vuoden (2004) osalta. Ennustevirhe on 7.7 % nimellistehosta.

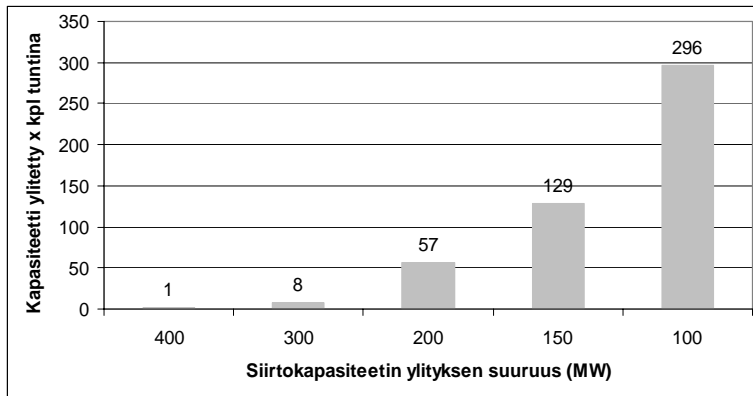
Hajonta- ja keskiarvoluvut ajanjaksolle: 4.1.2004 klo 01 – 10.1.2004 klo 04					
	2004 nettotasepoikkeama	+500MW	+1000MW	+2000MW	+4000MW
Keskihajonta (MW)	98.3	135.5	171.7	265.1	475.4
Keskimääräinen poikkeama (MW)	152.3	155.3	174.0	249.1	419.1
Hajonta- ja keskiarvoluvut koko vuoden ajanjaksolle					
	2004 nettotasepoikkeama	+500MW	+1000MW	+2000MW	+4000MW
Keskihajonta (MW)	146.6	153.7	176.0	247.6	429.6
Keskimääräinen poikkeama (MW)	120.8	126.4	142.4	193.6	326.9
Lyhyen ajanjakson arvojen suhde koko vuoden arvoihin					
Keskihajontojen suhde	0.7	0.9	1.0	1.1	1.1
Keskiarvojen suhde	1.3	1.2	1.2	1.3	1.3

5.4.3. Kustannus säätösähkömarkkinoilla korjatusta nettotasepoikkeamasta

Suuret tuulivoiman määrät kasvattavat nettotasepoikkeamaa ja sen seurauksesta järjestelmävastaavalle aiheutuu kustannuksia nettotasepoikkeaman kasvun korjaamisesta. Suomen nettotasepoikkeaman voi korjata kahdella eri säätösähkömarkkinoiden hinta-alueella, eli yhteispohjoismaalaisella tai Suomen hinta-alueella. Nettotasepoikkeama korjataan yhteispohjoismaalaisella hinta-alueella, kun sähkön siirtolinjat eivät rajoita sähkön tuontia/vientiä Ruotsista/Ruotsiin. Tapauksissa, joissa siirtolinjat rajoittavat sähkön tuontia tai vientiä korjataan nettotasepoikkeama Suomen hinta-alueella. Suomen hinta-alueella säätösähkön hinta on keskimäärin epäedullisempaa kuin yhteispohjoismaisella hinta-alueella.

Pullonkaulatilanteen syntyminen

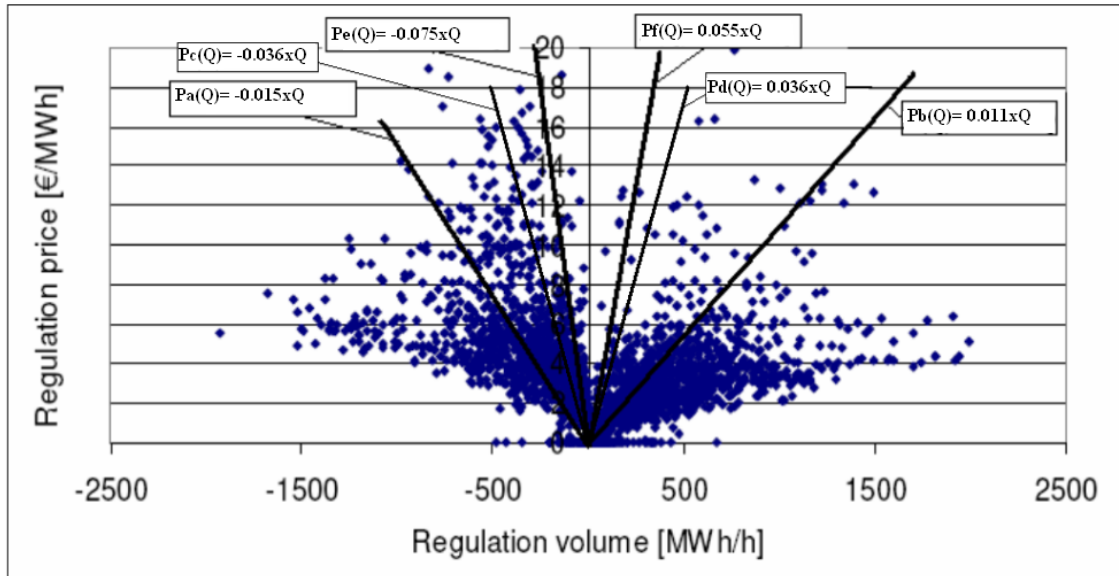
Pullonkaula Suomen ja Ruotsin välillä tarkoittaa sitä, että sähköä ei voida siirtää maasta toiseen siirtokapasiteetin liiallisen kuormituksen takia. Säätösähkön kaupankäynnin osalta pullonkaulatilanteet eivät synny heti kun fyysinen siirto ylittää lähteessä [53] esitetyn siirtokapasiteetin. Laskuissa on otettu huomioon, että Fingridin säätövaraksi tasehallinnassa on varattu 100 MW siirtokapasiteetin ylitys kumpaankin suuntaan [54]. Laskelmissa asia huomioidaan niin, että siirtokapasiteeteiksi on asetettu 100 MW enemmän kuin lähteen [53] datassa on esitetty. Tarkastelemalla vuoden 2004 fyysisen siirron ja siirtokapasiteetin erotusta voi havaita, että fyysinen siirto ylitti 100 megawatilla siirtokapasiteetin 296 tuntina, joka vastaa noin 3 % koko vuoden tunneista. Kuvaan 38 on koottu tiedot siirtokapasiteetin ylityksen suuruudesta ja ylityskerroista vuodelta 2004.



Kuva 38. Siirtokapasiteetin ylityskerrat tunteina [53]

Säätösähkön hinnan ja määrän riippuvuus

Yhteispohjoismaisen alueen ja Suomen alueen säätösähkön hinnan ja säätömäärän riippuvuus on arvioitu kuvan 39 perusteella. Kuva on lainattu Kiviluoma ja muut raportista [55] ja siinä on vain ne säätötunnit, jolloin ei ole esiintynyt maiden välisiä pullonkauloja. Kuvassa 39 on tehty tätä tutkimusta varten arvioita Suomen ja yhteispohjoismaisen hinta-alueen hinnan ja säätösähkön määrän riippuvuudesta. Kuvan 39 käyräparit ($P_e(Q)$ ja $P_f(Q)$) sekä ($P_c(Q)$ ja $P_d(Q)$) ovat arvioita Suomen alueen hintakäyrästä. Loivimmat käyrät ($P_a(Q)$ ja $P_b(Q)$) ovat arvioita yhteispohjoismaisen alueen hintakäyrästä.



Kuva 39. Suomen, Ruotsin ja Etelä-Norjan säätösähköhinnat vuodelta 2001 [55] sekä tehtyjä arvioita yhteispohjoismaisen- ja Suomen hinta-alueen keskimääräisistä säätösähköhintakäyristä. kaavoissa $P(Q)$ tarkoittaa säätösähkön hintaa ja Q tarkoittaa säätösähkön määrää. Käyrät $P_c(Q)$ ja $P_d(Q)$ ovat edullisemmat skenaariot Suomen hinta-alueen hintakäyristä ja $P_e(Q)$ ja $P_f(Q)$ ovat epäedullisemmat skenaariot Suomen hinta-alueen hintakäyristä. Käyrät $P_a(Q)$ ja $P_b(Q)$ ovat arviot yhteispohjoismaisen hinta-alueen hintakäyristä.

Yhteispohjoismaisella hinta-alueella syntyneet kustannukset

Tuulivoiman aiheuttamasta nettotasepoikkeaman kasvusta järjestelmävastaavalle aiheutuneet kustannukset, jotka ovat syntyneet yhteispohjoismaisella hinta-alueella on laskettu kahdella seuraavassa esitetyllä tavalla. Ensimmäisessä laskutavassa on käytetty kuvassa 39 esitettyjä arviota yhteispohjoismaisista hintakäyristä. Tällöin säätösähkö on hinnoiteltu yhteispohjoismaisilla hintakäyrillä $P_a(Q)$ ja $P_b(Q)$. Kaikkien vuoden 2004 tuntien yhteispohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla syntyneet kustannukset on yhdistetty ja siitä on vähennetty yhteispohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla korjatun vuoden 2004 toteutuneen nettotasepoikkeaman aiheuttama kustannus (tämä kustannus aiheutui vuonna 2004 tuulivoiman määrän ollessa noin 80 MW). Eri tuulivoiman määristä yhteispohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla aiheutunut kokonaiskustannus on jaettu kunkin tuulivoiman määrän vuosituotannolla kaavan (19) mukaan, jolloin kustannus on saatu muotoon €/MWh.

$$\text{Yksikkö kustannus} = \frac{\text{Kustannus yhteispohjoismaisilla sähkömarkkinoilla}}{E_{\text{tot}} \times \frac{1}{P_{\text{data}}} \times (t_{\text{data}} / t_{\text{tot}}) \times \text{tuulivoiman määrä}} \quad (19)$$

Laskussa E_{tot} (19960 MWh) on lähdedatan (VTT 3h ennuste usealle tuulipuistolle, joiden yhteinen nimellisteho on 9MW) sähkön tuotanto vuodessa, P_{data} on 9MW, t_{data} (8664h) on laskussa mukana olleiden tuntien määrä ja t_{tot} (8784h) on vuoden 2004 tuntien lkm. Lopputuloksena on saatu euromääräinen kustannus yhteispohjoismaisilla sääätösähkömarkkinoilla korjatusta nettotasepoikkeaman kasvusta per tuulivoimalla tuotettu sähkömäärä.

Edellä esitetty yhteispohjoismaisten kustannusten laskutapa on osittain puutteellinen. Tämä johtuu siitä, että yhteispohjoismainen hintakäyrä kertoo tasesähkön hinnan, kun tiedetään kaikkien kolmen maan tasesähkön tarve. Edellä esitettyssä laskutavassa oletettiin, että tietämällä Suomen sääätösähkön tarve voidaan hinta ottaa yhteispohjoismaiselta sääätösähkön hintakäyrältä Suomen sääätömäärän mukaan. Todellisuudessa hinta voi olla moninkertainen, koska sääätösähkön kysyntään ja sen kautta hintaan vaikuttaa myös Norjan ja Ruotsin sääätösähkön tarve.

Edellä esitetyn laskelman puutteiden vuoksi kustannus yhteispohjoismaisilta markkinoilta on laskettu käyttämällä taulukon 1 hintatietoja. Tällöin kullekin tunnille laskettiin kustannus kertomalla yhteispohjoismaisilla markkinoilla säädetty määrä vuoden 2004 keskimääräisellä tasesähkön ylös- tai alassäätö hinnalla.

Suomen hinta-alueella syntyneet kustannukset

Suomen alueen sisäisillä säätösähkömarkkinoilla korjatusta nettotasepoikkeamasta aiheutuneet kustannukset on laskettu useassa eri vaiheessa. Ensin Suomen vuoden 2004 toteutuneeseen nettotasepoikkeamaan on lisätty eri tuulivoiman määrien ennustevirheiden aiheuttamat nettotasepoikkeaman lisäykset. Sitten uusi nettotasepoikkeama tai osa siitä korjataan Suomen hinta-alueen säätösähköllä kun Ruotsin ja Suomen välinen sähkönsiirtokapasiteetti ei riitä siirtämään säätösähköä Suomeen (alijäämäisen²⁷ nettotasepoikkeaman tapauksessa) tai Suomesta (ylijäämäisen²⁸ nettotasepoikkeaman tapauksessa). Suomen alueella korjatun säätösähkön hinta määräytyy kuvan 39 hintakäyräparien ($P_e(Q)$ ja $P_f(Q)$) sekä ($P_c(Q)$ ja $P_d(Q)$) perusteella. Nettotasepoikkeaman korjauksesta syntyneistä kustannuksista vähennetään vuoden 2004 toteutuneen nettotasepoikkeaman korjauksen kustannus. Lopuksi tämä erotus jaetaan tuulivoiman vuosituotannolla kaavassa (19) esitetyllä periaatteella. Lopputulokseksi saadaan eri tuulivoiman määrien Suomen hinta-alueella aiheuttamat kustannukset järjestelmävastaavalle tuulivoimalla tuotettua megawattituntia kohden.

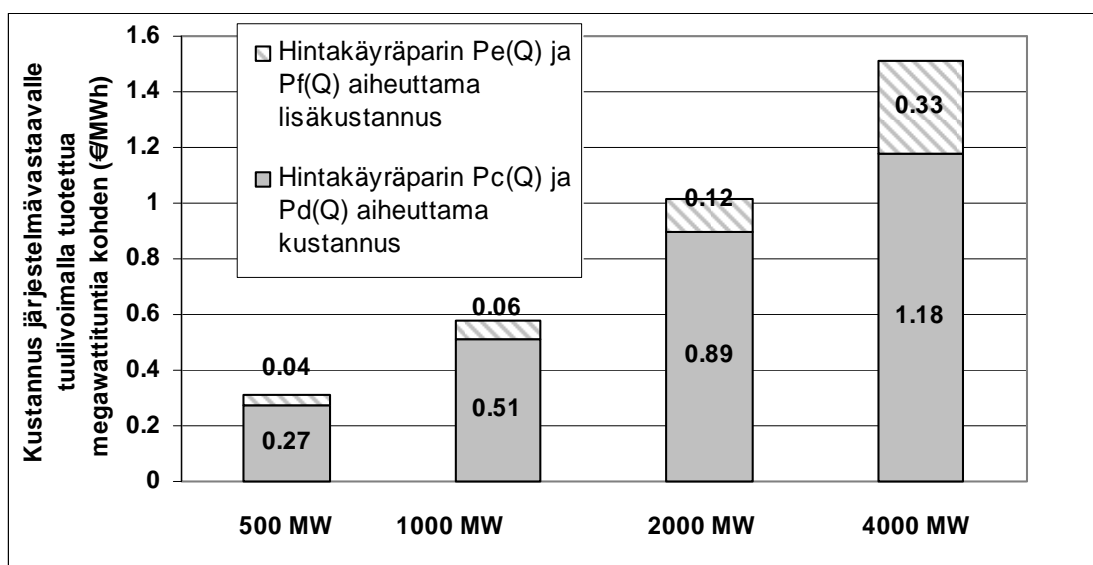
Suomen hinta-alueen säätösähkökustannukset syntyvät lähes kokonaan Suomen ylijäämäisen nettotasepoikkeaman osalta. Tämä johtuu siitä, että pullonkaulat ovat rajoittaneet tarkastelukaudella sähkön vientiä Suomesta Ruotsiin (eli Suomesta yhteispohjoismaisille säätösähkömarkkinoille) paljon useammin kuin sähkön tuontia Ruotsista Suomeen (eli yhteispohjoismaisilta säätösähkömarkkinoilta Suomeen). Ylijäämäinen nettotasepoikkeama pitää korjata pullonkaulatilanteessa käyttämällä alassäätötarjouksia Suomen hinta-alueen sisällä. Alassäätötarjoukset vähentävät sähkön määrää sähköverkossa eli pienentävät nettotasepoikkeaman ylijäämää ja tasapainottavat näin verkon taajuutta.

²⁷ Nettotasepoikkeaman alijäämä tarkoittaa, että Suomen sähköverkon taajuus on tasapainoa matalampi eli sähkön määrää verkossa pitää lisätä.

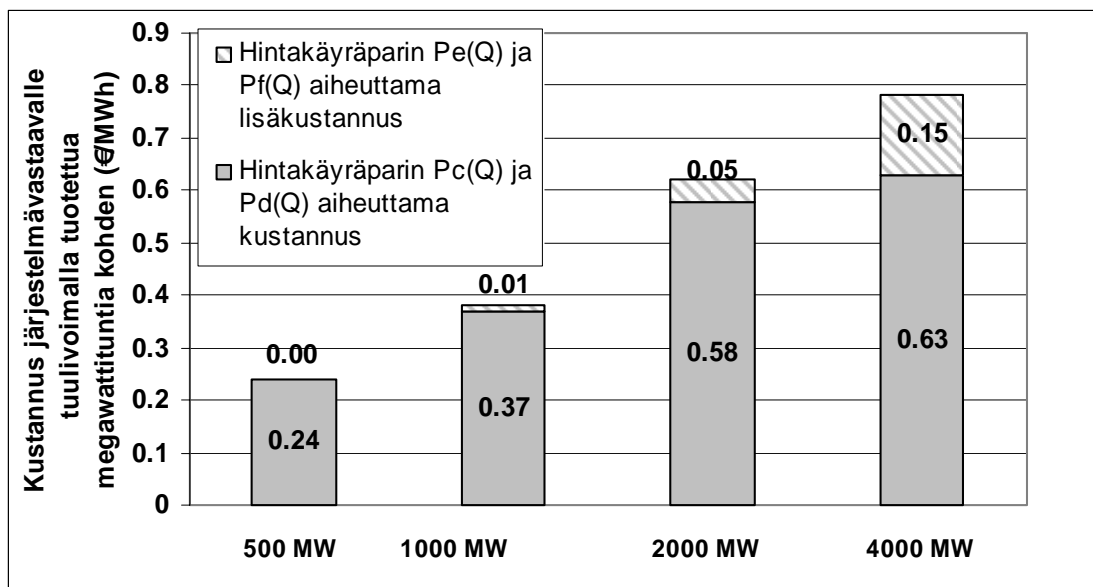
²⁸ Nettotasepoikkeaman ylijäämä tarkoittaa, että Suomen sähköverkon taajuus on tasapainoa korkeampi eli sähkön määrää verkossa pitää vähentää.

Kokonaiskustannus nettotasepoikkeaman korjaamisesta

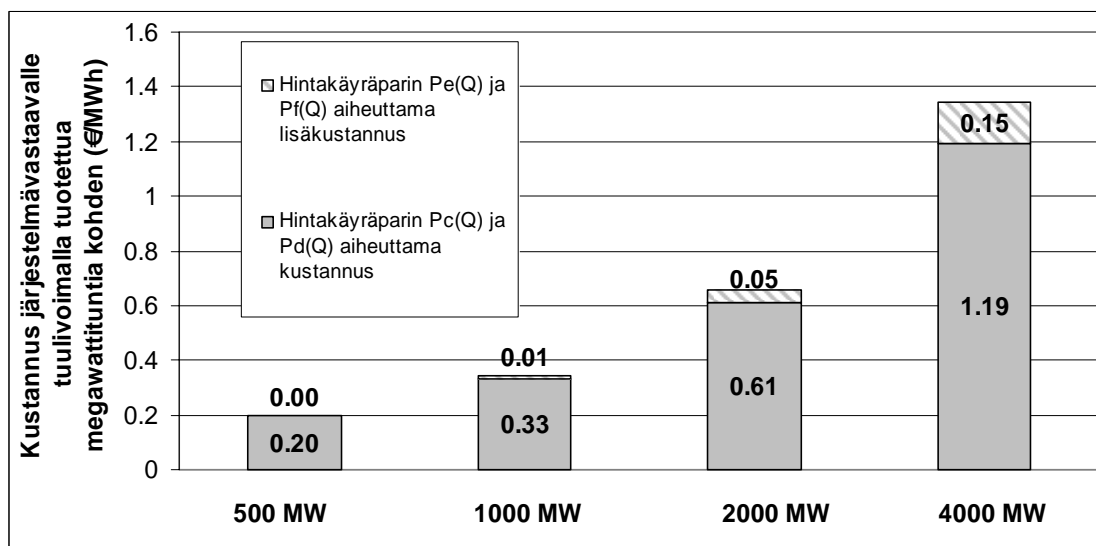
Suomen hinta-alueella ja yhteispohjoismaisella hinta-alueella syntyneet säätösähkö kustannukset on summattu ja tulokseksi on saatu kuvien 40 – 43 esittämät kustannukset. Kuvissa 40 ja 41 esitetyt kustannukset on laskettu käyttämällä yhteispohjoismaisilla markkinoilla säädetyille sähkömäärille taulukossa 1 esitettyjä säätösähkön hintoja. Kuvissa 42 ja 43 kokonaiskustannukset on laskettu soveltamalla yhteispohjoismaisilla markkinoilla säädetyille sähkömäärille kuvassa 39 esitettyjä yhteispohjoismaisia hintakäyriä $P_a(Q)$ ja $P_b(Q)$.



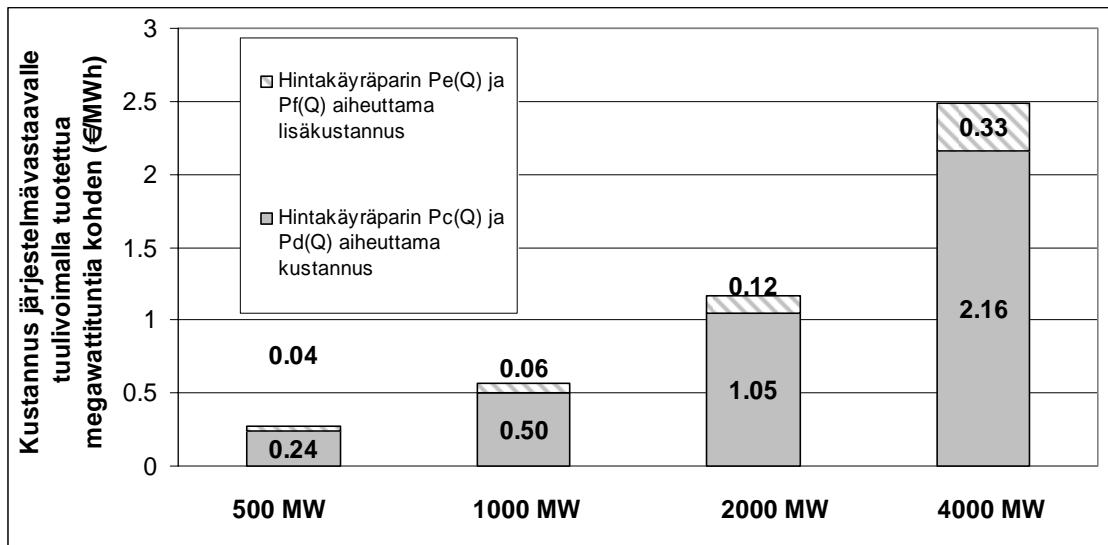
Kuva 40. Kustannus järjestelmävastaavalle tuulivoiman aiheuttaman nettotasepoikkeaman kasvun korjaamisesta. Harmaa palkki kertoo kustannuksen kun säätösähkön hintakäyrä on matalamman skenaarion mukainen ja raidoitettu palkki kertoo lisäkustannuksen kun hintakäyräpari on epäedullisemman skenaarion mukainen. Yhteispohjoismaisilla markkinoilla tehdyt säädöt on hinnoiteltu taulukossa 1 esitetyillä vuoden 2004 Suomessa käytettyjen säätösähkötarjousten keskiarvohinnoilla. Fyysinen siirto on saanut ylittää siirtokapasiteetin 100 MW ja ennustevirheenä on ollut 7.7 % nimellistehosta (n. 12 - 36 tuntia ennen toimitusta tehty ennuste).



Kuva 41. Kustannus järjestelmävastaavalle tuulivoiman aiheuttaman nettotasepoikkeaman kasvun korjaamisesta. Harmaa palkki kertoo kustannuksen kun säätösähkön hintakäyrä on matalamman skenaarion mukainen ja raidoitettu palkki kertoo lisäkustannuksen kun hintakäyräpari on epäedullisemman skenaarion mukainen. Yhteispohjoismaisilla markkinoilla tehdyt säädöt on hinnoiteltu taulukossa 1 esitetyillä vuoden 2004 Suomessa käytettyjen säätösähkötarjousten keskiarvohinnoilla. Fyysinen siirto on saanut ylittää siirtokapasiteetin 100 MW ja ennustevirheenä on ollut 5.3 % nimellistehosta (VTT 3h ennuste).



Kuva 42. Kustannus järjestelmävastaavalle tuulivoiman aiheuttaman nettotasepoikkeaman kasvun korjaamisesta. Harmaa palkki kertoo kustannuksen kun säätösähkön hintakäyrä on matalamman skenaarion mukainen ja raidoitettu palkki kertoo lisäkustannuksen kun hintakäyräpari on epäedullisemman skenaarion mukainen. Yhteispohjoismaisilla markkinoilla tehdyt säädöt on hinnoiteltu kuvan 39 hintakäyrillä $P_a(Q)$ ja $P_b(Q)$. Fyysinen siirto on saanut ylittää siirtokapasiteetin 100 MW ja ennustevirheenä on ollut 5.3 % nimellistehosta (VTT 3h ennuste).



Kuva 43. Kustannus järjestelmävastaavalle tuulivoiman aiheuttaman nettotasepoikkeaman kasvun korjaamisesta. Harmaa palkki kertoo kustannuksen kun säätösähkön hintakäyrä on matalamman skenaarion mukainen ja raidoitettu palkki kertoo lisäkustannuksen kun hintakäyräpari on epäedullisemman skenaarion mukainen. Yhteispohjoismaisilla markkinoilla tehdyt säädöt on hinnoiteltu kuvan 39 hintakäyrillä $P_a(Q)$ ja $P_b(Q)$. Fyysinen siirto on saanut ylittää siirtokapasiteetin 100 MW ja ennustevirheenä on ollut 7.7 % nimellistehosta (n. 12 - 36 tuntia ennen toimitusta tehty ennuste).

5.5. Nettotasepoikkeaman ja hinnoittelumallien aiheuttamien kustannusten vertailu

Suuri tuulivoiman määrä vaikuttaa nettotasepoikkeaman suuntaan. Vuonna 2004 satunnaisen tunnin aikana nettotasepoikkeama oli 120 MW ja satunnaisen tunnin 4000 MW tuulivoiman määrän aiheuttama ennustevirhe oli 309 MW kun ennustevirhe oli 7.7 % nimellistehosta. Koska tässä tapauksessa ennustevirhe on yli kaksinkertainen vuoden 2004 nettotasepoikkeamaan nähden, niin se määrää voimakkaasti kuvitellun nettotasepoikkeaman suuntaa. Taulukossa 17 on esitetty ennustevirheen osuus, joka tasapainottaa nettotasepoikkeamaa. Osuus vaihtelee 43 %:sta 17 %:iin, riippuen tuulivoiman määrästä.

Taulukko 17. Ennustevirheen osuus eri tuulivoiman määrillä, joka tasapainottaa nettotasepoikkeamaa.

Tuulivoiman määrä	500 MW	1000 MW	2000 MW	4000 MW
Ennustevirheen osuus (%), joka tasapainottaa nettotasepoikkeamaa	43	35	26	17

Taulukossa 18 on esitetty järjestelmävastaavalle aiheutuneiden kustannusten vastaavuus tuulivoiman tuottajien maksamiin tasehallintamaksuihin. Taulukossa 18 oletetaan, että 5.3 % ennustevirhe nimellistehosta vastaa 25 % ennustevirhettä tuotannosta ja 7.7 % ennustevirhe nimellistehosta vastaa 38 % ennustevirhettä tuotannosta. Oletus perustuu siihen, että 8-9 % ennustevirhe nimellistehosta on vastannut kappaleen 3.2.2 mukaan 38 % ennustevirhettä tuotannosta. Tämän perusteella on oletettu, että 7.7 % ennustevirhe nimellistehosta vastaa myös 38 % ennustevirhettä tuotannosta. 5.3 % ennustevirheen vastaavuus 25 % ennustevirheeseen tuotannosta perustuu siihen, että $5.3/25=0.21$ ja $8/38=0.21$. Eli suhde on sama kuin kappaleessa 3.2.2 esitettyjen ennustevirheiden suhde. Taulukossa 18 on huomioitu kunkin tuulivoiman määrän aiheuttaman ennustevirheen nettotasepoikkeamaa tasapainottava osuus, joka on esitetty taulukossa 17.

Taulukko 18. Kuissa 40 – 43 esitettyjen järjestelmävastaavalle aiheutuneiden kustannusten vertailu tuulivoimalle aiheutuneisiin tasesähkökustannuksiin. Toisessa sarakkeessa on järjestelmävastaavalle aiheutuneet kustannukset. Sarakkeissa 3-5 on tuulivoiman tuottajille aiheutuneet kustannukset riippuen hinnoittelumallista ja ennustevirheen suunnasta. Kustannusten vastaavuutta on havainnollistettu harmaan sävyillä. Vaalean harmaalla tummennetut kustannukset tuulivoiman tuottajille poikkeavat 0.1 - 10 % järjestelmävastaavalle aiheutuneista kustannuksista. Tumman harmaalla väritetyt kustannukset tuulivoiman tuottajille vastaavat järjestelmävastaavalle aiheutuneita kustannuksia. Jos tuulivoimalle aiheutunut kustannus on valkoisella taustalla, niin silloin se eroaa yli 10 % järjestelmävastaavalle aiheutuneista kustannuksista.

Ennustevirhe (nimellistehosta/ tuotannosta)	Järjestelmävastaavalle aiheutuneet kustannukset eri tuulivoiman määrillä	Yksihintamalli (43/57)		Yksihintamalli 50. (43/57)		Kaksihintamalli (43/57)		
	500 MW	2004	2005	2004	2005	2004	2005	
5.3 % / 25 %	0.20 – 0.24	0.29	0.39	0.47	0.71	0.64	1.03	€/MWh
7.7 % / 38 %	0.24 – 0.31	0.44	0.59	0.71	1.08	0.98	1.57	€/MWh
		Yksihintamalli (35/65)		Yksihintamalli 50. (35/65)		Kaksihintamalli (35/65)		
	1000 MW	2004	2005	2004	2005	2004	2005	
5.3 % / 25 %	0.33 – 0.38	0.42	0.63	0.56	0.89	0.71	1.15	€/MWh
7.7 % / 38 %	0.50 – 0.56	0.64	0.95	0.86	1.35	1.07	1.75	€/MWh
		Yksihintamalli (26/74)		Yksihintamalli 50. (26/74)		Kaksihintamalli (26/74)		
	2000 MW	2004	2005	2004	2005	2004	2005	
5.3 % / 25 %	0.58 – 0.66	0.57	0.90	0.67	1.09	0.78	1.29	€/MWh
7.7 % / 38 %	0.89 – 1.17	0.86	1.36	1.02	1.66	1.19	1.69	€/MWh
		Yksihintamalli (17/83)		Yksihintamalli 50. (17/83)		Kaksihintamalli (17/83)		
	4000 MW	2004	2005	2004	2005	2004	2005	
5.3 % / 25 %	0.63 – 1.34	0.72	1.17	0.78	1.29	0.85	1.42	€/MWh
7.7 % / 38 %	1.18 – 2.49	1.09	1.77	1.19	1.97	1.29	2.16	€/MWh

Taulukon 18 mukaan kaikkien hinnoittelumallien aiheuttamat kustannukset vastaavat järjestelmävastaavalle aiheutuneita kustannuksia 4000 MW tuulivoiman määrällä. 2000 MW tuulivoiman määrällä yksihintamalli 50 aiheuttamat kustannukset vastaavat parhaiten järjestelmävastaavalle aiheutuneita kustannuksia. 1000 ja 500 MW tuulivoiman määrällä kaikki hinnoittelumallit aiheuttavat liian raskaat kustannukset tuulivoiman tuottajille.

6. Yhteenveto ja johtopäätökset

Tämän työn kahdesta tavoitteesta, toisena oli selvittää suuren tuulivoiman määrän järjestelmävastaavalle aiheuttamat kustannukset. Kustannusten oletettiin aiheutuvan nettotasepoikkeaman kasvusta, jonka vuoksi järjestelmävastaava joutuu lisäämään sähköverkon tasapainottamista. Toisena tavoitteena oli selvittää tuulivoiman tuottajille aiheutuneet tasesähkökustannukset eri hinnoittelumalleilla. Näitä kustannuksia laskettaessa tuulivoiman maksamiin kustannuksiin vaikutti voimakkaasti tuulivoiman tuottajien ennustevirheiden suunta. Suunta oli joko sähköverkon tasapainoa tasapainottava tai epätasapainottava.

Molempien kustannusten laskemisen jälkeen niitä verrattiin ja tulokseksi saatiin, että 4000 MW tuulivoiman määrällä kaikkien hinnoittelumallien aiheuttamat kustannukset vastaavat järjestelmävastaavalle aiheutuneita kustannuksia. 2000 MW tuulivoiman määrällä yksihintamalli 50:n kustannukset vastaavat parhaiten järjestelmävastaavalle aiheutuneita kustannuksia. 1000 ja 500 MW tuulivoiman määrillä kaikki hinnoittelumallit olivat liian raskaita tuulivoimalle. Kiinnostavaksi tapaukseksi nousi 4000 MW tuulivoiman määrä, jolloin kaikkien hinnoittelumallien kustannukset vastasivat nettotasepoikkeaman korjaamisesta aiheutuneita kustannuksia. Tämä johtuu siitä, että 4000 MW tuulivoiman määrän synnyttämästä ennustevirheestä vain 17 % tasapainottaa Suomen nettotasepoikkeamaa. Tällöin yksihintamallin ja yksihintamalli 50:n antama hyvitys 17 %:sta edulliseen suuntaan poikenneesta ennustevirheestä ei ole merkittävä, jolloin mallien synnyttämät kustannukset ovat lähellä kaksihintamallin synnyttämiä kustannuksia. Tuulivoiman tuottajien tasesähkön hinnoittelua yksihintamallilla olisi perusteltua harkita, koska mallin aiheuttamat kustannukset vastasivat nettotasepoikkeamasta aiheutuneita kustannuksia 2000 ja 4000 MW tuulivoiman määrillä.

Tasesähkön hinnoittelumallia päätettäessä on huomioitava kustannusvastaavuuden lisäksi tuulivoiman tuottajien motivaation muuttuminen sähkötaseen omatoimiseen korjaamiseen hinnoittelumallin muuttuessa. Motivaatio sähkötaseen omatoimiseen korjaamiseen ennen toimitustuntia saattaa heikentyä jonkin verran, jos tuulivoiman tuottajille sovelletaan kaksihintamallia kevyempää hinnoittelumallia. Tämä johtuu siitä, että kevyempi malli ei aiheuta yhtä raskaita taloudellisia tappioita eikä tämän vuoksi kannusta yhtä voimakkaasti sähkötaseen omatoimiseen korjaukseen ennen toimitustuntia.

Tässä työssä ei selvitetty millä tavalla tuulivoiman tuottajien tasesähkön hinnoittelumallin muuttaminen vaikuttaa käytännön järjestelyihin järjestelmävastaavan tasehallinnassa. Tästä aiheesta olisikin hyödyllistä tehdä jatkoselvitystä.

Työssä tehtiin laaja selvitys ennustevirheen pienentymisestä kun useiden tuulipuistojen ennustevirheet yhdistetään. Tämä tutkimus ei suoranaisesti liittynyt työlle asetettuihin kysymyksiin, mutta sen laajuuden ja tieteellisen laadun vuoksi esitetään tässä sen tulokset. Tutkimusta varten laskettiin usean tuulipuistoparin ennustevirheiden välinen kovarianssi, joka riippuu puistojen välimatkasta. Saadulle pistejoukolle piirrettiin sovite eli kahden puiston etäisyydestä riippuva kovarianssi. Vastaavaa kovarianssikäyrää ei tätä työtä varten tehdyssä kirjallisuuskatsauksessa löytynyt. Tutkimuksen tulokseksi saatiin, että Suomen länsirannikolle sijoitetun 225 – 400 MW tuulivoiman määrän ennustevirhe (keskihajonta) suhteessa nimellistehoon väheni 17.5 %:sta noin 10 %:iin yhdistämällä useiden tuulipuistojen ennustevirheet.

Lähteet

[1] KTM. Uusiutuvien energialähteiden edistämishjelman arviointi, loppuraportti. Julkaistu 19.2.2003. <http://www.ktm.fi/index.phtml?s=180>.

[2] KTM. Lähiajan Energia- ja Ilmastopolitiikan linjauksia - kansallinen strategia Kioton pöytäkirjan toimeenpanemiseksi valtioneuvoston selonteko eduskunnalle, liite 1. 25 sivua. Julkaistu 24.11.2005. http://www.ktm.fi/files/15790/Strategian_liite_1_211105_.pdf.

[3] Energiamarkkinavirasto. Tasepalvelun harmonisointi Pohjoismaissa. 7 sivua. Lausunto: Dnro 129/63/2003 Julkaistu 18.8.2003. http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lausunto_129-63-2003.pdf.

[4] Fingrid. Tasehallinnan sovellusohje. Käyty 2.7.2007. http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/tasepalvelut/sovellusohje_2007.pdf.

[5] P. Aho. Fingridin tasesähkökaupankäyntitiedot vuosilta 2004 ja 2005. Tiedot saatu henkilökohtaiseen käyttöön 24.1.2007.

[6] P. Lehtikoinen. Tasesähkön käyttö Suomessa. 73 sivua. TKK, Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. Diplomityö: Julkaistu Espoossa 14.10.2003.

[7] M. Brandberg ja N. Broman. Future trading with regulating power. 75 sivua. Upsalan yliopisto. Julkaistu 2006.

[8] Fingrid. Taseselvityksen osapuolet. Käyty 23.1.2007. <http://www.fingrid.fi/attachments/sahkomarkkinat/osapuolet.pdf>.

[9] P. Lehtikoinen. Tasesähkön käyttö Suomessa. 73 sivua. TKK, Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. Diplomityö: julkaistu Espoossa 14.10.2003.

[10] Fingrid. Tasepalvelut/määritelmiä. Käyty 6.2.2007.
<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/tasepalvelut/maaritelmiä/>.

[11] T. Kaukonen. Verkon tehotasapainon ylläpito. Esitelmä: esitetty Espoossa 1.11.2005. <http://powersystems.tkk.fi/opinnot/S-18.113/Tehotasapaino%20luento%202005.pdf>.

[12] Energiateollisuus ry. Sähkön kulutushuiput tammikuussa 2006. Julkaistu kesäkuu 2006.
<http://www.energia.fi/fi/julkaisut/S%C3%A4hk%C3%B6n%20kulutushuiput%20tammikuussa%202006.pdf>.

[13] Fingrid. Tasepalvelun sovellusohje 2007. 17 sivua. Julkaistu 8.2.2007.
http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/tasepalvelut/sovellusohje_2007.pdf.

[14] Fingrid. Tasepalvelusopimus. 9 sivua. Käyty 17.4.2007.
<http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/tasepalvelut/tasepalvelusopimus2007.pdf>.

[15] Nordel. Balance management, Common principles for cost allocation and settlement. 42 sivua. Julkaistu 20.4.2006.
<http://195.18.187.215/Common/GetFile.asp?PortalSource=1909&DocID=4066&mfd=off&pdoc=1>.

[16] Nordex AG. Nordex N80/N90 online brochure. 8 sivua. Käyty 16.9.2007.
http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/EN/Nordex_N80-N90_GB.pdf.

[17] H. Holttinen. Tuulivoima sähköjärjestelmässä - Euroopan katsaus ja näkymät Suomessa. Esitelmä: esitetty Loviisassa 25.5.2007.

<http://www.energia.fi/content/root%20content/energiateollisuus/fi/s%C3%A4hk%C3%B6/s%C3%A4hk%C3%B6verkko/st-pooli/liitteet/esitys%20hannele%20holttinenwinteg%202007.pps?SectionUri=%2Ffi%2Fsahko%2Fsahkoverkko%2Fst-pooli>.

[18] M. Milligan, M. Schwartz, Y. Wan. Statistical Wind Power Forecasting Models: Results for U.S. Wind Farms Preprint. 19 sivua. National Renewable Energy Laboratory. Julkaistu: Proseeding of wind power 2003 Austin, Texas. Toukokuu 18 – 21 2003.
<http://www.nrel.gov/docs/fy03osti/33956.pdf>.

[19] J. Mario et al. Short-Term Wind Power Forecast Based on ARX Models. Journal of energy engineering, syyskuu 2007. s 172 – 180. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9402(2007)133:3(172).
<http://scitation.aip.org/getpdf/servlet/GetPDFServlet?filetype=pdf&id=JLEED9000133000003000172000001&idtype=cvips&prog=normal>.

[20] H. Holttinen, P. Saarikivi, S. Repo, J. Ikäheimo, G. Koreneff. Prediction Error and Balancing Costs for Wind Power Production in Finland. 11 sivua. 6th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms. 26-28 lokakuuta 2006, Delft, Alankomaat.

[21] P. Pinson et al. Short-term Wind Power Prediction for Offshore Wind Farms - Evaluation of Fuzzy-Neural Network Based Models. Proceedings of the Global Wind Power 2004 Conference, Chicago, USA. Julkaistu 28-31 Maaliskuuta, 2004.

[22] H. Hannele. Impact of large scale wind production on the Nordic electricity system. 82 sivua. + liitteet. 111 sivua. Espoo. Julkaistu 2004. VTT julkaisu nro 554. ISBN 951-38-6427-8. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/publications/2004/P554.pdf>.

[23] P. Kohvakka. Uncertainties related to the onshore wind power production estimation. Helsinki University of Technology, Department of mechanical engineering. Diplomityö: Julkaistu 7.9.2006.

[24] H. Holttinen et al. Design and operation of power systems with large amounts of wind power - State of the art report. 119 sivua + liitteet 25 sivua. Julkaistu 29.8.2007. VTT Working Papers: 82. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>.

[25] U. Focken, Ulrich, 2007. Optimal combination of European weather models for improved wind power predictions. Proceedings of EWEC'07. 7–10 toukokuuta, 2007, Milano, Italia.

[26] G. Giebel. The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview. 36 sivua. Anemos projektin raportti. Julkaistu 2003.8.12. Contract No. ENK5-CT-2002-00665. http://anemos.cma.fr/download/ANEMOS_D1.1_StateOfTheArt_v1.1.pdf.

[27] Lapin ympäristökeskus. Päätös tuulivoimapuiston rakentamisesta. 9 sivua. Julkaistu 22.12.2006. <http://www.environment.fi/download.asp?contentid=60874&lan=en>.

[28] Ympäristöministeriö. Ympäristöministeriön sekä Pohjanmaan, Keski-Pohjanmaan, Pohjois-Pohjanmaan ja Lapin liittojen selvitys: Merenkurkun - Perämeren alueella huomattava määrä tuulivoimatuotantoon soveltuvia alueita. Tiedote: käyty 9.2.2007. <http://www.ymparisto.fi/default.asp?contentid=36965&lan=fi>.

[29] U. Focken, M. Lange ja H. P. Waldl. Previento - A Wind Power Prediction System with an Innovative Upscaling Algorithm. 4 sivua. Proceedings of European Wind Energy Conference EWEC, Kööpenhamina, 2001. <http://www.energiemeteorologie.de/publications/wind/conference/2001ewec/2001ewec-focken-u-previento.pdf>.

[30] Mathworld. Kovarianssi. Käyty 10.4.2007. <http://mathworld.wolfram.com/Covariance.html>.

[31] Tilastokeskus. Hajontaluvut. Käyty 4.5.2007. <http://www.stat.fi/tup/verkkokoulu/data/tt/02/10/index.html>.

[32] E. J. Elton et al. Modern portfolio theory and investment analysis, sixth edition. noin 700 sivua. ISBN: 978-0-471-23854-6.

[33] J. H. Stock ja M. W. Watson. Introduction to Econometrics. 789 sivua. Addison-Wesley, Boston. Julkaistu 2003.

- [34] A. Laatikainen. Pörssituotteiden käyttö sähkökaupassa. LTTK sähkötekniikan osasto. Seminaarityö: julkaistu 14.11.2003.
http://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710800/laatikainen_porssituotteiden_kaytto_sahkokaupassa.pdf.
- [35] Fingrid. Miljardin euron investoinnit pohjoismaiseen kantaverkkoon vähentävät siirtorajoituksia ja pienentävät markkinatoimijoiden riskejä.
Tiedote: käyty 2.3.2007. <http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/media/lehdistotiedotteet/?id=900>.
- [36] K. Mäkelä. Sähköpörssi tänään. Norpool. Esitelmä: esitetty Lappeenrannassa 12.8.2005. http://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710400/Sahkoporssi_ELEX.pdf.
- [37] R-M. Karjalainen. Sähkökaupan riskit ja riskien hallinta. Lappeenranta LTKK, Sähkötekniikan osasto. Diplomityö: julkaistu 7.11.2006.
http://www.ee.lut.fi/fi/tutkimus/Karjalainen_diplomityo.pdf.
- [38] Nordpool. SPOT- hinnat ja Elbas- hinnat. Käyty 12.3.2007.
<http://www.nordpoolspot.com/>.
- [39] M. Kara. Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan – ehdotus Suomen strategiaksi. VTT prosessit. Julkaistu 4.10.2004.
www.ktm.fi/files/15111/KARAloppurap071004.pdf.
- [40] Nordpool. Vuosiraportti 2003.
<http://www.nordpool.com/information/publications/annualreport2003/statistics.pdf>.
- [41] H. Auer et al. Guiding a least cost grid integration of RES-Electricity in an extended Europe. Contract No. EIE/04/049/S07.38561. GreenNet. Julkaistu toukokuussa 2007.
<http://greennet.i-generation.at/files/Action%20Plan%20GreenNet-Europe.pdf>.
- [42] H. Holttinen. Tuulivoiman tuotantotilastot Vuosiraportti 2005. 47 sivua + 7 liite sivua. Julkaistu 2006. VTT Working Papers: 80.
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/W55.pdf>.
- [43] P.D Lund ja J.V Paatero Helsinki University of Technology. Energy storage options for improving wind power quality. Nordic Wind Power Conference, 22-23 toukokuuta, 2006, ESPOO, Suomi. http://users.tkk.fi/~patte/pub/conf_2006_NWPC_Espoo.pdf.

[44] UWIG. Wind Power Impacts on Electric-Power-System Operating Costs Summary and Perspective on Work Done to Date November 2003. 9 sivua. Julkaistu maaliskuussa 2004. <http://www.uwig.org/UWIGOpImpFinal11-03.pdf>.

[45] H. Holttinen et al. State of the art of Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power, Summary of IEA Wind collaboration. EWEC 2007 conference, 7-10 toukokuuta 2007, Milano, Italia.
http://www.ewec2007proceedings.info/allfiles2/688_Ewec2007fullpaper.pdf.

[46] Fingrid. Taajuuden ylläpito. Käyty 4.3.2007.
http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/jarjestelmapalvelut/taajuuden_yllapito/.

[47] P. Pirilä. Opetusmoniste, kurssi energiamarkkinat (Ene-59.016). 90 sivua. Edita Prima Oy. Espoo. Julkaistu 2004.

[48] Fingrid. Käyttövarmuuden ylläpito. Käyty 5.3.2007.
http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/jarjestelmapalvelut/kayttovarmuuden_yllapito/.

[49] IEEE. Working with Wind, Integrating wind into the power system. Power & Energy magazine, vol. 3, numero 6. s. 72. Julkaistu Marraskuu/Joulukuu 2005.

[50] Renewable Energy Access. Spain's Wind Power Industry on a Roll.
Julkaistu 24. elokuuta 2005. <http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=35745>.

[51] M. Howley et al. Energy Statistics 1990 – 2005 Irlanti. SEI, Energy policy statistical supporting unit. Marraskuu 2006. <http://www.sei.ie/index.asp?locID=686&docID=-1>.

[52] J. Kiviluoma ja H. Holttinen. Impact Of Wind Power On Energy Balance Of a Hydro Dominated Power System. 9 sivua. EWEC 2006 – European Wind Energy Conference & Exhibition. Ateena, Kreikka (2006) VTT.
http://www.ewec2006proceedings.info/allfiles2/113_Ewec2006fullpaper.pdf.

[53] Fingrid. Sähkömarkkinainformaatio 2004. Käyty 7.8.2007.
<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/sahkomarkkinat/historiatieto/>.

[54] P. Lehikoinen (Fingrid). Sähköposti: ”Re: Kysymys nettotasepoikkeamalaskusta”. Lähetetty 31.8.2007 klo 12:07.

[55] J. Kiviluoma, P. Meibom ja H. Holttinen.
Modelling of hydro and wind power in the regulation market. Nordic Wind Power
Conference, 22-23 toukokuuta, 2006, Espoo.